



**UNIVERSIDAD ESTATAL
PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

**CARRERA DE INGENIERÍA DE
PETRÓLEO**

TEMA

**REDUCCIÓN DE LA PRECIPITACIÓN Y DEPOSITACIÓN DE
COMPUESTOS ORGÁNICOS EN OLEODUCTOS DE UN CAMPO
DE LA COSTA ECUATORIANA**

TESIS DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

AUTOR

KEVIN ALEXANDER MORA QUINDE

PROFESOR TUTOR

ING. FIDEL CHUCHUCA AGUILAR, MSc.

LA LIBERTAD – ECUADOR
2019

**UNIVERSIDAD ESTATAL
PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

**CARRERA DE INGENIERÍA DE
PETRÓLEO**

TEMA

**REDUCCIÓN DE LA PRECIPITACIÓN Y DEPOSITACIÓN DE
COMPUESTOS ORGÁNICOS EN OLEODUCTOS DE UN CAMPO
DE LA COSTA ECUATORIANA**

TESIS DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

AUTOR

KEVIN ALEXANDER MORA QUINDE

PROFESOR TUTOR

ING. FIDEL CHUCHUCA AGUILAR, MSc.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2019

DEDICATORIA

A Dios por darme salud, guiarme por el camino correcto y por haberme brindado sabiduría y fuerza en todo el trayecto de mi vida.

A mis padres y hermanas que son el pilar fundamental en mi vida y fuente de inspiración para ser mejor cada día.

A mi familia que siempre me apoyó y confió en mí desde un inicio y me inspiraba cada vez que quería renunciar.

A mi mujer e hijo ya que sin ellos no hubiera podido estar donde estoy siendo un hombre centrado y responsable.

A mis amigos y compañeros de clases que en el transcurso de los años logramos hacer buenos vínculos y nos apoyamos mutuamente compartiendo nuestros conocimientos para que nadie se quedara atrás.

Mora Quinde Kevin Alexander

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por haberme dado la vida y permitirme el haber llegado hasta este momento tan importante de mi formación profesional brindándome paciencia y sabiduría para culminar con éxito mis metas propuestas.

A mi mamá María Quinde y a mi papá Jorge Mora que a pesar de mis caídas siempre me han apoyado y me han inspirado para no rendirme y seguir adelante con mis estudios.

A mi mujer Anllelina y a mi hijo Alessandré que son un pilar fundamental en mi vida y fuente de inspiración para tratar de ser alguien mejor día a día.

A mi familia que siempre me ha hecho saber que cuento con ellos desde un inicio a pesar de tener días malos y días buenos.

A los docentes que tuve en toda mi trayectoria académica compartiéndome sus enseñanzas y experiencias logrando así fortalecer mis conocimientos.

A mis amigos Richard G., Elvis M., Luis S. y demás compañeros los cuales siempre compartimos momentos de diversión sin dejar atrás nuestra responsabilidad académica.

Mora Quinde Kevin Alexander

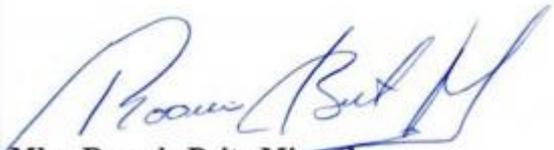
La Libertad, diciembre 3 de 2019

CERTIFICADO GRAMATOLÓGICO

Por la presente, certifico que la tesis de grado **“REDUCCIÓN DE LA PRECIPITACIÓN Y DEPOSITACIÓN DE COMPUESTOS ORGÁNICOS EN OLEODUCTOS DE UN CAMPO EN LA COSTA ECUATORIANA”**, cuyo autor es el Sr. Kevin Alexander Mora Quinde con C.I. 0952078673, egresado de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleos de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, ha sido debidamente revisada y gramaticalmente corregida de acuerdo con las reglas de la Real Academia Española.

Lo certifico en honor a la verdad, para que el interesado haga del presente el uso legal pertinente.

Atentamente,



Mba. Rosario Brito Miranda
CC. 1202513741

Telf. 0991903581
Correo: rosariobm67@hotmail.com
Registro de Senescyt 1006-07-663641

TRIBUNAL DE GRADO



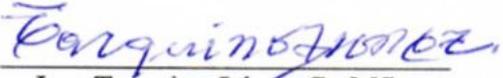
Ing. Juan Garcés, Mgp.
**DECANO FACULTAD DE
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**



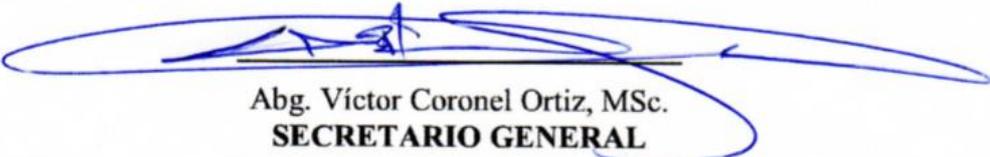
Ing. Marllelis Gutiérrez H, PhD.
**DIRECTORA ESCUELA DE
INGENIERÍA EN PETRÓLEO**



Ing. Fidel Chuchuca, MSc.
DOCENTE TUTOR



Ing. Tarquino López C., MSc
DOCENTE DE ÁREA



Abg. Víctor Coronel Ortiz, MSc.
SECRETARIO GENERAL

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

En mi calidad de tutor del trabajo de titulación denominado: **“REDUCCIÓN DE LA PRECIPITACIÓN Y DEPOSITACIÓN DE COMPUESTOS ORGÁNICOS EN OLEODUCTOS DE UN CAMPO DE LA COSTA ECUATORIANA”**, elaborado por el egresado **Mora Quinde Kevin Alexander**, de la carrera de Ingeniería en Petróleos de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes y autorizo al estudiante para que inicie los trámites legales correspondientes.

Atentamente,



.....
Ing. Fidel Chuchuca Aguilar, MSc.
C.I. 0704789502
DOCENTE TUTOR

La Libertad, 04 de Diciembre de 2019

**CERTIFICADO ANTIPLAGIO
006-TUTOR FVCA-2019**

En calidad de tutor del trabajo de titulación denominado “REDUCCIÓN DE LA PRECIPITACIÓN Y DEPOSITACIÓN DE COMPUESTOS ORGÁNICOS EN OLEODUCTOS DE UN CAMPO DE LA COSTA ECUATORIANA”, elaborado por el estudiante Kevin Alexander Mora Quinde, egresado de la Carrera de Ingeniería en Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleos, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio URKUND, luego de haber cumplido los requerimientos exigidos de valoración, el presente proyecto ejecutado, se encuentra con 04% de la valoración permitida, por consiguiente se procede a emitir el presente informe.

Adjunto reporte de similitud.

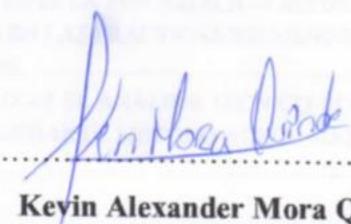
Atentamente,



Chuchuca Aguilar Fidel Vladimir
C.I.: 0704789502
DOCENTE TUTOR

DECLARACIÓN DE AUTORÍA DE TESIS

Yo, **Kevin Alexander Mora Quinde**, con cédula de ciudadanía **095207867 - 3** en calidad de autor del siguiente tema de investigación **“REDUCCIÓN DE LA PRECIPITACIÓN Y DEPOSITACIÓN DE COMPUESTOS ORGÁNICOS EN OLEODUCTOS DE UN CAMPO DE LA COSTA ECUATORIANA”**, declaro bajo juramento que el Trabajo expuesto es perteneciente a mi autoría, el cual otorgo como patrimonio a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, mismo que se usará con fines académicos, según las normas de la Institución, reglamentos y la ley que corresponde a la propiedad intelectual.



Kevin Alexander Mora Quinde
CC. 095207867 - 3
AUTOR DE TESIS

TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN	IX
ABSTRACT.....	X
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	3
1. EL PROBLEMA	3
1.1 ANTECEDENTES	3
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	4
1.3 OBJETIVOS.....	5
1.3.1 OBJETIVO GENERAL	5
1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	5
1.4 JUSTIFICACIÓN	5
1.5 ALCANCE.....	6
1.6 HIPOTESIS DE TRABAJO	7
1.7 VARIABLES INDEPENDIENTES Y DEPENDIENTES	7
1.8 METODOLOGÍA	8
1.8.1 ETAPA 1: BÚSQUEDA DE INFORMACIÓN TÉCNICA Y CIENTÍFICA	8
1.8.2 ETAPA 2: DETERMINAR LOS EFECTOS DE LOS PROBLEMAS POR DEPÓSITOS DE COMPUESTOS ORGÁNICOS EN OLEODUCTOS Y LAS ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN DESDE EL PUNTO DE VISTA TÉCNICO.	8
1.8.3 ETAPA 3: PROCESAR LA INFORMACIÓN ACORDE AL GRADO DE RELEVANCIA Y RESULTADOS OBTENIDOS EN LAS PRÁCTICAS RECOMENDADAS DE TRANSPORTE DE CRUDOS POR OLEODUCTOS.	9
1.8.4 ETAPA 4: REALIZAR EL ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE LAS ALTERNATIVAS ENCONTRADAS Y RECOMENDAR EL MÉTODO ADECUADO A LAS CONDICIONES DE CAMPO EN ESTUDIO.	9
CAPITULO II.....	11
MARCO TEÓRICO	11
2.1 EL PETRÓLEO.....	11
2.2 COMPOSICIÓN DE LOS HIDROCARBUROS	11
2.3 LAS PARAFINAS.....	13
2.3.1 PRECIPITACIÓN Y DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS	14
2.3.2 CARACTERIZACIÓN DE LAS PARAFINAS	15
2.3.3 PROBLEMAS DE DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS	17
2.3.4 MÉTODOS CONVENCIONALES PARA EL CONTROL DE PARAFINAS.....	18
2.4 LOS ASFALTENOS	21
2.4.1 MECANISMOS DE FLOCULACIÓN Y DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS	22
2.4.2 PROBLEMAS DE DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS	23
2.5 DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS DE CONTROL Y LIMPIEZA DE DUCTOS.....	23
2.5.1 HERRAMIENTAS DE LIMPIEZA INTERNA DE DUCTOS	24
2.5.2 HERRAMIENTAS DE CONTROL DE DEPÓSITOS AL INTERIOR DE DUCTOS ..	25
DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA	29

3.1	MATRIZ DE INVOLUCRADOS	29
3.2	ÁRBOL DE PROBLEMAS	31
3.3	ÁRBOL DE OBJETIVOS (VISIÓN DE MEJORAS)	32
3.4	ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN	33
3.4.1	OPCIONES DE ALTERNATIVAS MÁS USADAS EN EL CAMPO	33
3.4.2	CRITERIOS DE ANÁLISIS PARA SELECCIÓN:	33
3.4.3	ACTIVIDADES PLANTEADAS	34
3.5	MATRIZ DE MARCO LÓGICO.	35
3.6	REVISIÓN DE LITERATURA.....	37
3.6.1	ETAPA 1: BÚSQUEDA DE INFORMACIÓN TÉCNICA Y CIENTÍFICA	37
3.6.2	ETAPA 2: INTEGRAR LOS CASOS SELECCIONADOS MEDIANTE LA TÉCNICA DE ANÁLISIS DE IMPACTO Y DE ESTUDIO DE CASO DE LA INFORMACIÓN RECOPIADA	41
3.6.3	ETAPA 3: PROCESAMIENTO DE LA INFORMACIÓN ACORDE A LA METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE IMPACTO.	42
3.6.4	ETAPA 4: APLICACIÓN DEL MÉTODO DE ESTUDIO DE CASO PARA UN MEJOR ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN CON SUS SOLUCIONES.	42
<u>CAPÍTULO IV</u>		<u>45</u>
<u>ANÁLISIS DE RESULTADOS.....</u>		<u>45</u>
4.1	PANORAMA DE LOS MÉTODOS DE CONTROL DE PRECIPITACIÓN DE COMPUESTOS ORGÁNICOS A PARTIR DEL CRUDO.....	45
4.2	ANÁLISIS DE LAS VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL USO DE LAS DIFERENTES TÉCNICAS DESCRITAS Y APLICADAS EN EL CAMPO	46
4.3	ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO.....	47
4.3.1	EVALUACIÓN TÉCNICA.....	47
4.3.2	MÉTODO DE LANZAMIENTO Y RECEPCIÓN DE RASCADORES	48
4.3.2.1	LANZAMIENTO DE RASCADORES:	48
4.3.2.2	RECEPCIÓN DE RASCADORES	49
4.3.3	CONFORMACIÓN DEL EQUIPO DE OPERACIÓN	51
4.3.4	ANÁLISIS ECONÓMICO	52
4.3.4.1	PRIMERA PARTE: DATOS DE ENTRADA.....	52
4.3.4.2	SEGUNDA PARTE: TRATAMIENTO RECOMENDADO	53
4.3.4.3	TERCERA PARTE: CÁLCULO DE CAPACIDADES, CAUDALES Y VELOCIDADES	53
4.3.5	CUARTA PARTE: EVALUACIÓN DEL TRATAMIENTO DE LIMPIEZA.....	54
4.3.5.1	QUINTA PARTE: CALCULO ECONÓMICO DEL TRATAMIENTO DE LIMPIEZA	55
<u>CONCLUSIONES</u>		<u>61</u>
<u>RECOMENDACIONES</u>		<u>63</u>
<u>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS</u>		<u>64</u>

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Pruebas para el diagnóstico de precipitación de parafinas.....	15
Figura 2. Aspecto de la estructura gel formada en tubo de 6”.....	18
Figura 3. Estructura química de los PPD	20
Figura 4. Mecanismos de inhibición mediante PPD	20
Figura 5. Rascadores para limpieza de oleoductos.	27
Figura 6. Estado de los cepillos del rascador después de una limpieza de oleoducto.	28
Figura 7. Lanzadera de raspatubos.....	49
Figura 8. Receptora de raspatubos.....	50
Figura 9. Lanzamiento convencional de raspatubos.....	50
Figura 10. Método convencional de recepción de raspatubos	51
Figura 11. Costo total del tratamiento de limpieza	56

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Métodos químicos de tratamiento de parafinado en ductos.	21
Tabla 2. Matriz de Involucrados	29
Tabla 3. Opciones de Alternativas más usadas en el campo	33
Tabla 4. Actividades planteadas.....	34
Tabla 5. Análisis de alternativas de solución	35
Tabla 6. Matriz de Marco Lógico.....	35
Tabla 7. Identificación de estudios	41
Tabla 8. Identificación de Estudios	43
Tabla 9. Casos de estudio relevantes	44
Tabla 10. Ventajas y desventajas de las técnicas implementadas.....	46

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE
SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**“REDUCCIÓN DE LA PRECIPITACIÓN Y DEPOSITACIÓN
DE COMPUESTOS ORGÁNICOS EN OLEODUCTOS DE UN
CAMPO DE LA COSTA ECUATORIANA”**

Autor: Mora Quinde Kevin Alexander.

Tutor: Ing. Chuchuca Aguilar Fidel V., MSc.

RESUMEN

En el presente trabajo de investigación se han determinado los métodos actuales en uso y en investigación para el control de la depositación de parafinas y asfalto en oleoductos. El objetivo principal es determinar qué técnicas modernas existen para la detección de depósitos de compuestos orgánicos en tuberías de superficie. Para el cumplimiento del objetivo principal se plantearon los objetivos específicos: conocer el mecanismo de depositación de asfaltenos en tuberías de superficie, comparar el uso de metodologías y herramientas tradicionales con las modernas para el control de depósitos de asfaltenos y establecer los rangos de aplicación de cada método y herramienta acorde a la magnitud del problema de depositación.

En el desarrollo de la metodología se pudo evidenciar que hay métodos que son tradicionales y que aún están en uso actualmente, como el caso del raspador de tuberías. Actualmente, con el avance de la tecnología se usa *pigs* o raspadores inteligentes, dotados con GPS y herramientas para medir espesores y anomalías de la tubería, así como inclinación del ducto. A veces, dependiendo del tipo de crudo es necesario combinar varios métodos para mejorar la limpieza del ducto, como es el caso de la combinación de baches de solventes en conjunto con los raspadores o de lubricantes o reductores de arrastre para mejorar el paso de las herramientas o el mejorar el flujo del crudo.

Finalmente, se ha hecho una comparación de las ventajas y desventajas del uso de cada técnica y el análisis técnico-económico de un tratamiento del oleoducto en la empresa en donde se investigó el problema. Los resultados del análisis de una limpieza y remoción de los depósitos en el interior de la tubería fueron analizados tomando en cuenta varios escenarios con y sin inflación.

PALABRAS CLAVE. Asfalto, Parafinas, Oleoductos.

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE
SANTA ELENA
FACULTY OF ENGINEERING SCIENCES
PETROLEUM ENGINEERING CAREER**

**“REDUCTION OF PRECIPITATION AND DEPOSITION OF
ORGANIC COMPOUNDS IN OIL PIPELINES IN A FIELD OF
THE ECUADORIAN COAST”**

Author: Mora Quinde Kevin Alexander.
Tutor: Eng. Chuchuca Aguilar Fidel V., MSc.

ABSTRACT

In the present research work is determined by the current methods in use and in research for the control of the deposition of alkanes and asphalt in petroleum pipelines. The main objective is to determine that modern techniques exist for the detection of deposits of organic compounds in surface lines. For the fulfillment of the main objective, the specific objectives were raised: to know the asphaltene deposition mechanism in surface pipes, compare the use of traditional methodologies and tools with the modern ones for the control of asphaltene deposits and establish the ranges of application of each method and tool according to the magnitude of the deposit problem.

In the development of the methodology demonstrate that there are methods that are traditional and still use today, as in the case of the scraper. Currently, with the advance of technology used pigs or scrapers intelligent, gifted with GPS and tools for measuring thicknesses and abnormalities of the pipe, as well as pipeline inclination. Sometimes, depending on the type of oil it is necessary to combine several methods to improve the cleaning of the pipeline, as is the case of the combination of solvent bumps together with scrapers or drag lubricants or reducers to improve the passage of tools or improving the flow of crude oil.

Finally, it has been made a comparison of the advantages and disadvantages of using each technique and the technical and economic analysis of a treatment of the pipeline in the company where we investigated the problem. The results of the analysis of a cleaning and removal of deposits on the inside of the pipe were analyzed taking into account several scenarios with and without inflation.

KEYWORDS. Asphalt, alkanes, petroleum pipelines.

INTRODUCCIÓN

El transporte de petróleo a través de oleoductos es uno de los métodos más económicamente rentables y versátiles en comparación con otros tipos de transporte. Las ventajas son muy variadas, una de ellas es por ejemplo atravesar una geografía compleja, por lo tanto, los oleoductos son una de las formas más eficientes. Un sistema de transporte por oleoducto se compone de estaciones de bombeo, tanques de almacenamiento, estaciones reductoras, controles de transferencia, sistemas contra incendio, sistemas de medición en línea, etc. (Trávez, 2014). De acuerdo con (Cortés, 2017) y (Hansen & Dursteler, 2017) es uno de los métodos más aceptados para transportar crudo de forma barata y eficiente.

Una de las principales desventajas encontrada en el transporte de crudos es la precipitación de parafinas y asfaltenos. Durante el transporte de petróleo los asfaltenos y parafinas pueden precipitar cuando la estabilidad termodinámica de la solución resulta alterada por presión, temperatura y composición. Es aquí donde es necesario estudiar el fenómeno de depositación de los asfaltenos y también de los métodos de control, para asegurar el flujo en la tubería (Borges, 2013).

En estudios realizados en oleoductos que transportan crudo pesado, se ha determinado que la velocidad de flujo es directamente proporcional a la tasa de precipitación de asfaltenos (Azuaje, 2017). Cuando este valor cae por debajo del umbral, se producen la precipitación de asfaltenos en la tubería. Según indica (Carvajal, 2012), el flujo turbulento impide la precipitación de cristales orgánicos mientras que en flujo laminar no.

Por otro lado, en cuanto a los problemas asociados con la cristalización y depositación de parafinas durante la producción de petróleo crudo se ha establecido de manera concluyente que las n-parafinas son predominantemente responsables de este problema. Los compuestos distintos de las n-parafinas, especialmente los asfaltenos y las resinas, tienen profundos efectos sobre la solubilidad de las n-parafinas. En las evaluaciones del potencial de cera de un

crudo, se debe considerar el clima del área. En las condiciones más favorables, las n-parafinas forman cristales ortorrómbicos claramente definidos, pero las condiciones desfavorables y la presencia de impurezas conducen a una cristalización hexagonal y/o amorfa. Las características de gelificación también se ven afectadas de la misma manera. La depositación de cera depende del caudal, la diferencia de temperatura y las propiedades de la superficie (Misra, S., & Singh, 1995).

CAPÍTULO I

1. EL PROBLEMA

1.1 ANTECEDENTES

El campo objeto de la presente investigación es el más antiguos del país. Actualmente, su producción es de 1000 barriles de fluido por día, con una producción estimada promedio de 1010 barriles por día de crudo de 37° API (ARCH, 2019). La producción recolectada en el campo es enviada a una facilidad central de procesamiento, donde se separan agua y sólidos del petróleo (Gualavisi, 2012). El oleoducto para transferencia es una línea de acero de 6” con una extensión de 13,2 km de longitud, el cual es alimentado de un tanque de almacenamiento de crudo (Uguña, 2000). El tanque de almacenamiento se alimenta al sistema de transferencia del crudo que va hacia la refinería de La Libertad a un caudal promedio de 500 barriles por hora (Velasquí & Veloz, 2007).

Según indica (Espinel, 2017), las líneas de superficie reciben mantenimiento de pintura anticorrosiva cada 4 años, sin especificar detalles sobre esta metodología ya que la línea de investigación del trabajo de esta autora solo se enmarca en planes de contingencia ante derrames de crudo.

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Según (Shadman, Dehaghani, & Badizad, 2017): *“uno de los principales problemas en toda el área de la industria del petróleo, que incluye producción, operación, almacenamiento y transporte de hidrocarburos, es la formación de compuestos orgánicos pesados, por ejemplo, asfalteno y cera (parafina), y su consecuente deposición en equipos y tuberías”*.

Como expresa (Salimi, 2017): *“Los asfaltenos están siempre presentes en los crudos, su forma inestable en el petróleo podría causar algunos problemas. La inestabilidad de los asfaltenos se produce debido a variaciones en la presión, temperatura y composición. Cuando la inestabilidad del asfalteno surge en el petróleo, este se deposita durante la producción, el transporte y el procesamiento. El objetivo es encontrar el lugar exacto donde ocurre esta inestabilidad en las tuberías de petróleo. Cabe mencionar que la inestabilidad no siempre se considera como un requisito previo para crear depósitos en líneas de flujo”*.

Cuando se transporta crudo por medio de oleoductos, donde hay tendencia a generarse depósitos en el interior de la tubería, la eficiencia de flujo disminuye por tanto se incrementa la presión de bombeo y por ende los costos de energía. Una revisión en el crecimiento de estos depósitos y en la limpieza periódica del oleoducto permitirían reducir los costos de bombeo y mejorar la eficiencia en el transporte del petróleo, lo cual tendría que ser contrastado con los costos de un plan de mantenimiento de la línea. Para eso es necesario primero desarrollar una línea base documental en donde se concentren los estudios sobre la caracterización de los crudos del área productiva y las técnicas utilizadas para el tratamiento de estos tipos de crudos acorde a lo reportado en la literatura técnica y científica. Luego, un análisis detallado de las alternativas de solución que podrían implementarse en el campo con un análisis de costos para finalmente presentar las recomendaciones que se obtengan de este proceso.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 OBJETIVO GENERAL

Reducir la precipitación y deposición de compuestos orgánicos en oleoductos de un campo de la Costa Ecuatoriana para mejoramiento de transporte de fluidos.

1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- ✓ Seleccionar métodos de reducción de depósitos orgánicos en oleoductos a partir de publicaciones de alto impacto científico y técnico.
- ✓ Identificar los problemas causados por depósitos de compuestos orgánicos en oleoductos y las alternativas de solución desde el punto de vista técnico.
- ✓ Procesar la información acorde al grado de relevancia y resultados obtenidos en las prácticas recomendadas de transporte de crudos por oleoductos.
- ✓ Realizar el análisis técnico-económico de las alternativas encontradas y recomendar el método adecuado a las condiciones de campo en estudio.

1.4 JUSTIFICACIÓN

Las empresas petroleras están enfocadas en controlar y monitorear el crecimiento y la precipitación de compuestos orgánicos con el fin de disminuir los problemas operativos en la producción y transporte de crudo por oleoductos. Dado que en la presente década se han realizado avances tecnológicos en las técnicas y herramientas, es prioridad conocer cuáles metodologías son las que se han venido aplicando con mayor frecuencia y en especial en investigaciones con miras a aplicación de campo, tal como lo indica

(Mansoori, 2010). También, es importante reconocer que parte de los planes de mantenimiento de oleoductos se basan en los resultados de los estudios del contenido de parafinas y asfaltenos en el crudo y de la predicción de la precipitación de estos en la tubería.

En cuanto a los planes de mantenimiento, estos contemplarían métodos de inhibición de depósitos de asfaltenos y parafinas por varios métodos (químicos, mecánicos o de otro tipo), pero los de preferencia en el campo petrolero con los de remoción mecánica, tales como la limpieza con raspadores. Como lo afirma (Wylde, 2011): *“El método más común de limpieza de tuberías es mediante el raspado de tuberías. Recientemente, se ha enfocado en las operaciones de raspado asistidas químicamente, ya que se ha reconocido que, en ausencia de aditivos químicos, las escamas inorgánicas y orgánicas pueden compactarse dentro de la tubería, lo que puede restringir el movimiento lateral del raspador. La adición de surfactantes químicos ayuda a romper, suavizar y transportar estos depósitos adherentes”*.

En base a lo anteriormente descrito, es importante desarrollar una línea base documental sobre el mantenimiento de sistemas de transporte y almacenamiento de petróleo y profundizar los conocimientos sobre este vital tema, con el propósito de desarrollar a futuro proyectos que sirvan para encontrar nuevas soluciones en este tipo de problemas en la industria de los hidrocarburos.

1.5 ALCANCE

Este estudio busca determinar el impacto de las precipitaciones y depositaciones de compuestos orgánicos en oleoductos para mejorar las operaciones de transporte de crudo por oleoductos en los campos de la Costa Ecuatoriana.

En resumen, la tesis contiene:

1. Una recopilación de las técnicas en uso y en estudio para el tratamiento, control y seguimiento de problemas de depósitos en oleoductos, en la literatura científica y técnica basada en las buenas prácticas de campo.
2. Un análisis de los problemas presentados y de las técnicas en uso actual en un campo de la Costa Ecuatoriana
3. Un análisis técnico-económico de la propuesta presentada.

1.6 HIPOTESIS DE TRABAJO

Es factible disminuir los depósitos y precipitados de compuestos orgánicos en oleoductos en un campo de la Costa Ecuatoriana que permita tomar medidas adecuadas para solucionar el problema de forma técnica y económicamente rentable a la empresa operadora.

1.7 VARIABLES INDEPENDIENTES Y DEPENDIENTES

VARIABLES INDEPENDIENTES

- Tipo de precipitado orgánico (parafina o asfalteno).
- Espesor crítico de obstrucción del flujo (en oleoducto o facilidades de superficie).
- Tiempo de producción/servicio del equipamiento o ducto.
- Temperatura y presión de bombeo.
- Mezcla de crudos.
- Condiciones externas al ducto (temperatura y elevación).
- Punto de nube, viscosidad y otros parámetros de precipitación de compuestos orgánicos.

VARIABLES DEPENDIENTES

- Tipo de tratamiento preventivo de depósitos y precipitados orgánicos.
- Tipo de tratamiento predictivo: control y seguimiento del crecimiento de la costra de depósitos hasta el espesor crítico de obstrucción al flujo de producción.
- Tipo de tratamiento correctivo de depósitos y precipitados orgánicos: limpieza química, mecánica, de dilución u otro (nuevas metodologías).

1.8 METODOLOGÍA

La metodología para el proyecto de investigación consta de las siguientes etapas:

1.8.1 Etapa 1: Búsqueda de información técnica y científica

Consiste en la búsqueda de fuentes bibliográficas relacionadas con el eje temático objeto del estudio, la cual consiste en diferentes investigaciones publicadas en revistas científicas de relevancia y en congresos.

1.8.2 Etapa 2: Determinar los efectos de los problemas por depósitos de compuestos orgánicos en oleoductos y las alternativas de solución desde el punto de vista técnico.

Consiste en la recopilación de la información recuperada de campo y de la literatura científica y técnica, la cual se realizó mediante la metodología de Marco Lógico. Se obtuvieron como resultados la Matriz de Involucrados, el Árbol de Objetivos, el Árbol de Problemas, Alternativas de Solución (las opciones las utilizadas en campo) y la Matriz de Marco Lógico.

1.8.3 Etapa 3: Procesar la información acorde al grado de relevancia y resultados obtenidos en las prácticas recomendadas de transporte de crudos por oleoductos.

Consiste en el procesamiento de la información hallada, la cual se la realizó mediante la Metodología de Análisis de Impacto, en donde se tomaron de relieve los métodos más importantes que han sido usados para atacar el problema de depósitos de parafinas y asfaltenos que se presentan en este campo de la Costa Ecuatoriana y los que han presentado resultados operacionales. La descripción de los datos identificados se los dividió en tres áreas de interés, estos son: magnitud, la importancia y el efecto. La magnitud se refiere al trabajo a implementar tanto como los costos, la importancia tiene que ver con el aseguramiento del flujo en la tubería y el efecto es la aplicación del tratamiento de control.

1.8.4 Etapa 4: Realizar el análisis técnico-económico de las alternativas encontradas y recomendar el método adecuado a las condiciones de campo en estudio.

Consiste en la identificación, acorde a la literatura tomada de base, de las alternativas actualmente en uso para resolver el problema objeto de este proyecto de grado, las cuales están disponibles para su implementación en una escala comercial y en investigación para enfrentar el problema de depositación y precipitación de compuestos orgánicos, las cuales son: control y remediación. La metodología de investigación realizada es la proyectiva, lo cual implicó explorar, describir, explicar y proponer alternativas de solución a la problemática expuesta (Dubs de Moya, 2002).

La población consistió en oleoductos primarios y secundarios mediante los cuales se transporta la producción del campo hacia los centros de recolección (baterías o estaciones de producción y la estación de transferencia).

La muestra consistió en datos históricos de producción, información de problemas presentados por precipitados y depósitos orgánicos en los oleoductos y en tanques de almacenamiento.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 EL PETRÓLEO

Según la Administración de Información de Energía de los Estados Unidos (EIA, por sus siglas en inglés): “El petróleo crudo es una mezcla de hidrocarburos que existe como un líquido en formaciones geológicas subterráneas y sigue siendo un líquido cuando se lleva a la superficie” (U.S. Energy Information Administration, 2018).

El número de átomos de carbono y la forma en que están colocados dentro de las moléculas de los diferentes compuestos proporciona al petróleo diferentes propiedades físicas y químicas. Así tenemos que los hidrocarburos compuestos por uno a cuatro átomos de carbono son gaseosos, los que contienen de 5 a 20 son líquidos, y los de más de 20 son sólidos a la temperatura ambiente (Chow, 1998).

2.2 COMPOSICIÓN DE LOS HIDROCARBUROS

El petróleo se caracteriza por ser un líquido viscoso, negro y con una composición química muy variada, la cual puede contener miles de compuestos hidrocarburoados. En general, los hidrocarburos son compuestos orgánicos formados por átomos de carbono e hidrógeno, donde la mayoría se extrae de combustibles fósiles. La composición elemental del crudo de petróleo está en función de la relación de los compuestos carbono e hidrógeno en la mezcla: entre un 84-87% (en peso) carbono y un 11-14% (en peso) hidrógeno. Otros elementos presentes en el petróleo crudo son; azufre de 0-8% (en peso),

oxígeno y nitrógeno 0-4% (en peso, incluyendo mezclas de éstos últimos en la forma de NO), metales pesados como el níquel y el vanadio y trazas de elementos nobles como el argón, xenón (ECOPETROL, 2019), (Bouzas, 2011).

Según (Torres & Zuluaga, 2009) los principales componentes se subdividen y purifican en distintas fracciones:

- **Fracción saturada:** n-alcanos, alcanos ramificados con cadenas alquílicas, las ciclo parafinas o ciclo alcanos.
- **Fracción aromática:** Hidrocarburos mono aromáticos, di aromáticos y aromáticos poli cíclicos (HAP).
- **Fracción de resinas:** Agregados de piridinas, quinolinas, carbazoles, tiofenos, sulfóxidos y amidas.
- **Fracción de asfaltenos:** Agregados de HAP, ácidos nafténicos, sulfuros, ácidos grasos, metaloporfirinas, fenoles polihidratados. Son menos abundantes y consisten en compuestos más polares, pudiéndose encontrar hidrocarburos heterocíclicos, hidrocarburos oxigenados y agregados de alto peso molecular.

Según el (National Research Council, 1985), (Bouzas, 2011) y (Vázquez, 2009) los hidrocarburos presentes en el petróleo se encuentran agrupados en las siguientes familias:

- **Parafinas volátiles.** Son alcanos no ramificados y ramificados formados por cadenas de 1 a 10 átomos de carbono, representan hasta el 30 % del crudo de petróleo.
- **Parafinas no volátiles.** Son alcanos lineales y ramificados formados por cadenas de 11 a 40 átomos de carbono, puede constituir entre el 15-20 % del crudo de petróleo.
- **Naftenos o ciclo alcanos.** Son compuestos que pueden llegar a representar hasta el 31 % del crudo.

- **Oleofinas o alquenos.** Son compuestos que están poco presentes en el crudo de petróleo, pero adquieren importancia en los productos resultantes de su refinado.
- **Hidrocarburos aromáticos.** Son estructuras formadas por moléculas que contienen uno o varios anillos de seis miembros de carbono (anillos bencénicos) subdividiéndose en hidrocarburos mono aromáticos (un anillo bencénico), di aromáticos (dos anillos bencénicos) y poli aromáticos (HAPs, con más de dos anillos bencénicos).

2.3 LAS PARAFINAS

Son un compuesto de hidrocarburo que a menudo se precipita en las instalaciones de producción como resultado de los cambios de temperatura y presión dentro del sistema. Las parafinas pesadas se producen como sustancias parecidas a la cera que pueden acumularse sobre la tubería de producción y pueden, si son severas, restringir la producción. La parafina normalmente se encuentra en la cabeza de pozo. Sin embargo, puede formarse en las perforaciones, o incluso dentro de la formación, especialmente en yacimientos maduros o yacimientos bajo inyección cíclica de gas (SCHLUMBERGER, 2019).

Según (Sánchez, 2003) los tipos de parafinas son:

- Parafinas Macrocristalinas (“paraffin wax”): Su estructura química está compuesta por cadenas principalmente lineales, denominadas n-parafinas, con ligeras proporciones de cadenas ramificadas (isoparafinas). Están constituidas por moléculas de 20-40 átomos de carbono.
- Parafinas Semimicrocristalinas: Productos cuyos puntos de fusión varían aproximadamente entre 60-80 °C. Son hidrocarburos saturados cuyo porcentaje de nparafinas está comprendido entre el 60 y el 40 %.

- **Parafinas Microcristalinas:** Hidrocarburos saturados en los que predominan las cadenas ramificadas de poca longitud, denominados isoparafinas, y las cadenas con sustituyentes nafténicos o ciclos saturados de 5 o 6 carbonos. Los porcentajes de n-parafinas son inferiores al 30 %, correspondiendo el resto a isoparafinas y ciclo parafinas o naftenoparafinas. Están constituidas por moléculas de 30-60 átomos de carbono.

La clasificación de las parafinas más universalmente aceptada es la definida por ASTM-TAPPI (1963), que las ordena en función de su punto de congelación y de su índice de refracción a 212° F.

2.3.1 Precipitación y depositación de parafinas

De acuerdo con (Sotomayor, 2008) la precipitación de parafinas puede explicarse mediante modelos termodinámicos ya que se trata de un equilibrio líquido-sólido. Componentes sólidos de alto peso molecular (parafinas) se encuentran disueltos en componentes de bajo peso molecular. Si el disolvente es alterado por algún efecto termodinámico, la disolución se sobresatura y en consecuencia se produce la depositación en sitios preferenciales a una velocidad definida por la cinética.

Según lo indicado por (Hammami & Ratulowski, 2007), la deposición se define como la formación y crecimiento de una capa de precipitado. La formación de depósitos de parafina depende es de factores termodinámicos, pero además de términos cinéticos y de la fluidodinámica del crudo que determinan la transferencia de materia y energía entre las fases sólido-sólido y superficie-sólido.

2.3.2 Caracterización de las Parafinas

En (Ariza, 2011) se puede encontrar las pruebas más importantes que permiten diagnosticar el problema de precipitación de parafinas. Estas se resumen en la Figura 1 y se definen a continuación:

- Gravedad API: los crudos parafínicos generalmente tienen gravedades API mayores a 35° API.
- Análisis SARA: sirve para determinar las fracciones presentes de saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos. El análisis SARA es útil para conocer que fracciones pueden precipitar como sólidos orgánicos en el yacimiento o las líneas de producción.

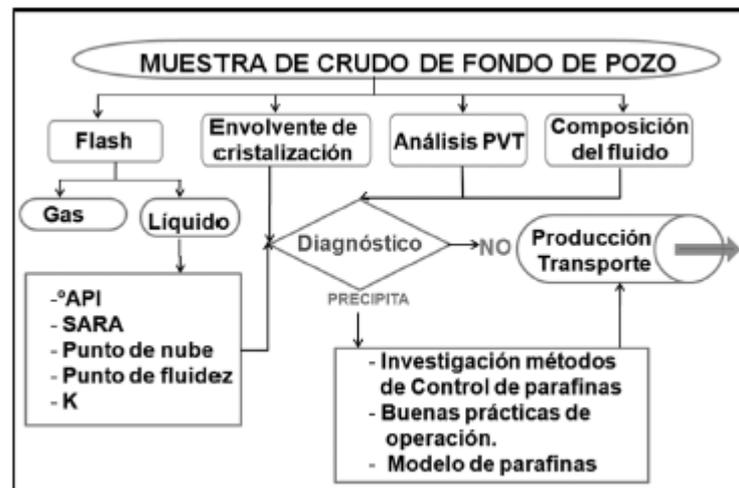


Figura 1. Pruebas para el diagnóstico de precipitación de parafinas.

Fuente: (Ariza, 2011)

- Para el análisis de precipitación de asfaltenos se usa el índice de inestabilidad coloidal (IC) cuya relación $(\text{saturados} + \text{Asfaltenos}) / (\text{Aromáticos} + \text{Resinas})$ indica la tendencia a precipitar asfaltenos. Si el IC es mayor a 0.9 indica tendencia de precipitación de asfaltenos. Para las parafinas no existe un índice definido; sin embargo, se infiere que a mayor

contenido de saturados (S) en un crudo, mayor es la gravedad °API y más alta será la temperatura de cristalización.

- Factor de caracterización de Watson (K): sirve para determinar el tipo de crudo (aromático, parafínico o nafténico). Se determina a partir de la temperatura de ebullición molar promedio (T) en °R con la prueba de destilación simulada y con la densidad ρ_o (g/cc) del crudo a 60° F.

$$K = A \exp\left(\frac{-Ea}{RT}\right) \quad (2.1)$$

Los valores de K entre 11.5 y 12.1 representan un crudo mixto (nafténico-parafínico), valores mayores que 12.1 indican que es un crudo parafínico, cuando es superior a 13 es altamente parafínico.

- Punto de cristalización y envolvente: es la temperatura ligada a una determinada presión en que precipita el primer cristal de parafina, la cual depende de la composición del crudo. Cuando la prueba se realiza en un crudo muerto (desgasificado) a presión atmosférica se denomina punto de nube.
- Punto de fluidez: se realiza en muestras de crudo muerto y es la temperatura a la cual el crudo deja de fluir. Sirve para determinar el aseguramiento del flujo de crudo por oleoductos. Si la temperatura del punto de fluidez es cercana a la de cristalización, significa que el problema de precipitación y depositación de parafinas es severo

2.3.3 Problemas de Deposición de Parafinas

Históricamente, las dificultades operacionales e incremento en los costos ocasionados por la cristalización y deposición de parafinas en los pozos de producción, líneas de flujo, equipos de separación, bombeo por oleoducto, sistemas de almacenamiento, equipos de procesamiento y transformación son bastante conocidos (Misra, S., & Singh, 1995), (Martínez, Hueso, Parodi, & Persello, 2012). Sin embargo, la mayoría de las publicaciones como las de (Ajienka, 1994) relacionadas con crudos parafínicos, se enfocan en determinar el posible impacto de la dificultad de su manejo referenciándolos con las propiedades físicas de punto de nube, punto de fluidez y viscosidad (más que su comportamiento reológico), sin relacionar la manera como la generación y crecimiento de los cristales afectan las propiedades antes mencionadas.

El transporte de crudos parafínicos en oleoductos da lugar a la precipitación de cera. La precipitación ocurre cuando la temperatura del fluido alcanza la temperatura de aparición de cera (WAT en inglés). Una pequeña parte de la cera se deposita en la pared interna de la tubería y otra parte se precipita en la fase fluida del crudo como partículas sólidas. Las partículas de cera en el seno del fluido incrementarán la viscosidad aparente del crudo y dará lugar a un incremento en la pérdida de presión en la tubería. Cuando la concentración de las partículas de cera sea lo suficientemente alta, gradualmente cambiarán el comportamiento del flujo de crudo o suspensión crudo/cera de newtoniano a no newtoniano. Esta transición aproximadamente ocurre 10-15° C por debajo del WAT, pero la temperatura puede variar según el contenido de cera del crudo. La transición parece corresponder con un contenido del 1-2% en peso de cera sólida en el crudo. Finalmente, cuando se enfría más hacia el punto de nube, el crudo se convierte en gel, con apariencia de un sólido, en un estado que exhibe un comportamiento altamente no newtoniano. Esto ocurre típicamente cuando el contenido de cera es aproximadamente 4-5% en peso (Abdel-Moghny, 2004).

(Rodríguez & Castañeda, 2001) en su investigación acerca de la precipitación de parafinas realizada en el oleoducto Orensa (Colombia) indican dos datos importantes:

- El comportamiento de flujo es más crítico cuando un crudo parafínico está expuesto a enfriamiento súbito, que ocasiona los fenómenos de cristalización de parafinas.
- La consistencia de los depósitos de parafina resulta de una interacción directa de su composición química y velocidad de enfriamiento



Figura 2. Aspecto de la estructura gel formada en tubo de 6”.

Fuente: (Grosso, 2006)

2.3.4 Métodos Convencionales para el Control de Parafinas

Según (Bouzas, 2011) existen dos métodos convencionales para el control de la formación de parafinas en sistemas de producción, estos son:

2.3.4.1 Métodos de Prevención

La deposición de parafinas se puede prevenir mediante métodos químicos, mecánicos, termodinámicos o bien, por una combinación de estos, según sea el caso. Una de las soluciones más eficaces es el empleo de agentes químicos. En este sentido, se pueden clasificar en tres grupos:

- Inhibidores
- Detergentes
- Dispersantes

Los detergentes y los dispersantes, como por ejemplo los poliésteres, actúan dispersando los cristales de parafina reduciendo la tendencia a que interactúen y se adhieran a los núcleos cristalinos evitando de este modo el crecimiento del cristal.

Los inhibidores que previenen la deposición de ceras son de naturaleza polimérica. Son específicamente sintetizados para ser ramificaciones de la red parafínica y pueden presentar grupos funcionales que interfieren en el proceso de nucleación ya que promueven las imperfecciones en el cristal. De manera, que el cristal formado es menos estable y, por tanto, más fácil de disolver. Otra alternativa es el empleo de depresores del punto de fluidez o PDD por sus siglas en inglés. Los PDD actúan incorporándose a red de parafinas de manera que debilitan la estructura y facilitan la rotura de la red por acción de las fuerzas de flujo.

Se cree, que los asfaltenos también actúan como depresores del punto de fluidez. Aunque la solubilidad de las parafinas en el petróleo disminuye con la presencia de asfaltenos, se ha observado que la deposición se reduce. El rol de los asfaltenos durante la cristalización de las parafinas es muy complejo e intervienen factores aún desconocidos que requieren mayor investigación.

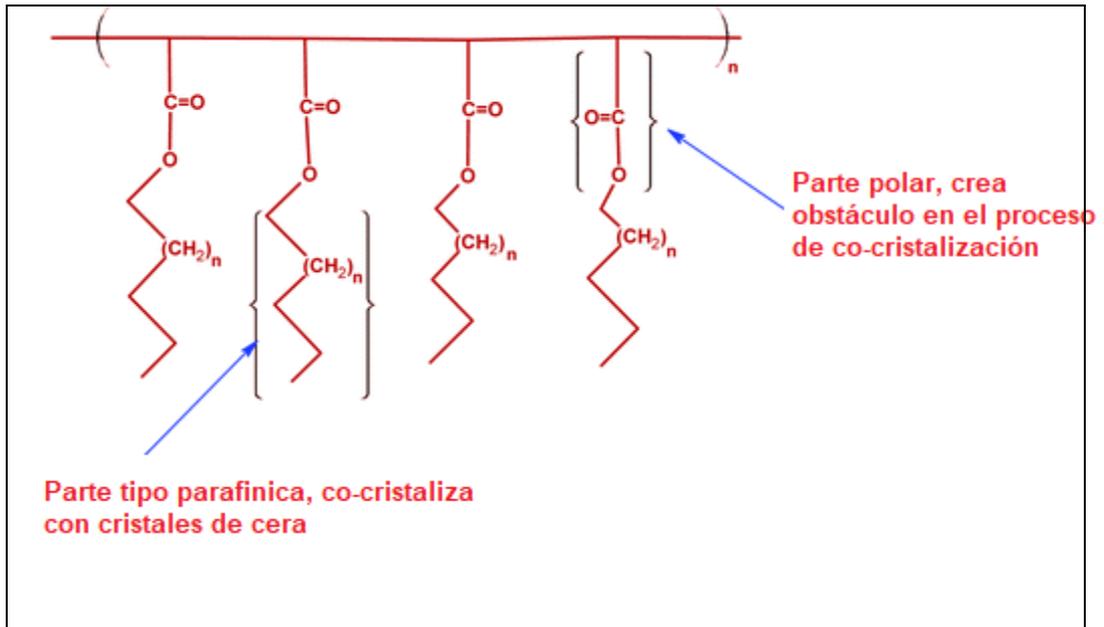
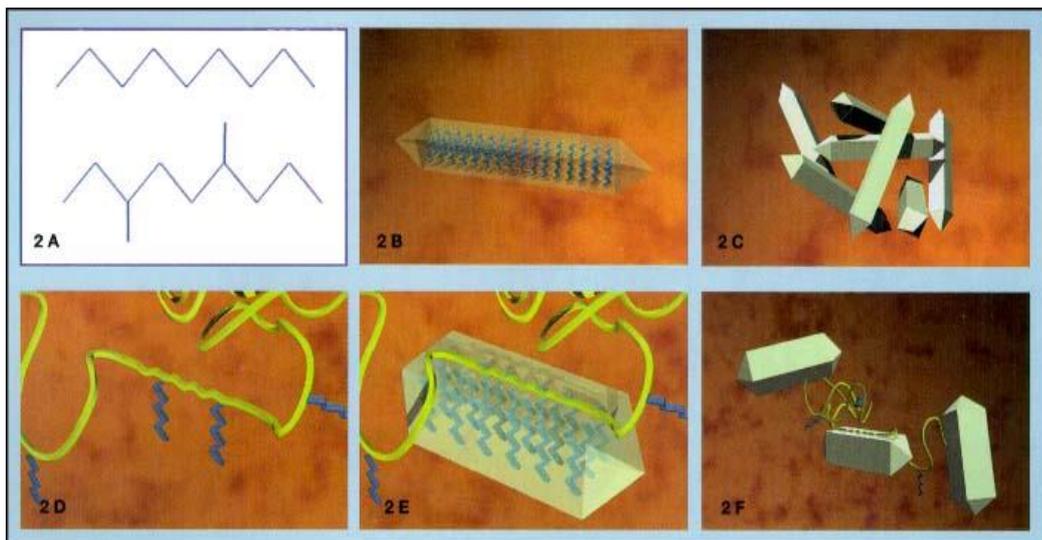


Figura 3. Estructura química de los PPD

Fuente: <https://paraffindepotionandcontrol.wikispaces.com/7.+Solutions>



2 A) Estructura química de la parafina. 2 B) Forma cristalina de la estructura de la parafina. 2 C) Estructura cristalina del enrejado de parafina en crecimiento. 2 D) Aditivo polimérico con componentes similares a la parafina. 2 E) Co-cristalización de parafina y PPD. 2 F) estructura de la parafina estéricamente impedida.

Figura 4. Mecanismos de inhibición mediante PPD

Fuente: <https://paraffindepotionandcontrol.wikispaces.com/7.+Solutions>

En cualquier caso, es necesario seleccionar correctamente el inhibidor a utilizar considerando las características del crudo ya que no todos los inhibidores de ceras son eficaces para cualquier crudo. Además, hay que tener en cuenta que los depósitos parafínicos formados en condiciones de inhibición son más complicados de eliminar que en ausencia de inhibidores (Jennings & Breitigam, 2010).

2.3.4.2 Métodos de Eliminación

Una vez formados los depósitos de parafina, la única opción posible es llevar a cabo un tratamiento correctivo para su eliminación hasta recuperar la capacidad del sistema. Pueden emplearse cuchillas y rascadores. Éstos, eliminan las parafinas de manera continua sin alterar los equipos de bombeo independientemente de la temperatura y la profundidad. Otras técnicas son la calorifugado de las tuberías y el lavado con agua caliente (Thota & Onyeanuna, 2016).

Tabla 1. Métodos químicos de tratamiento de parafinado en ductos.

Aditivos químicos para inhibir parafinas	Mejoradores de Flujo	Modificadores de cristal
		Depresores del punto de congelamiento
	Reductores de adherencia o aglomerados	Dispersantes
		Surfactantes

Elaboración: Autor.

2.4 LOS ASFALTENOS

(Ali, 1981) expresa: *“generalmente, los asfaltenos son parte del petróleo crudo, son insolubles en alcanos normales (por ejemplo, n-pentano y heptano) pero solubles en compuestos aromáticos (por ejemplo, tolueno y benceno)”*. También, (Hirschberg A, 1984) expresa que: *“tienen componentes polares y de alto peso molecular”*.

2.4.1 Mecanismos de Floculación y Deposición de Asfaltenos

En varios artículos presentados por Luo y otros entre 2007 y 2010, se indica que: *“en general, los asfaltenos representan una fracción de los compuestos de petróleo crudo, que tienden a formar una fase sólida, una vez se agreguen hidrocarburos ligeros, normalmente n-heptano, al crudo”*. Estos mismos autores creen además que las partículas de asfalto se disuelven parcialmente en el petróleo en forma coloidal o micelar debido a la polaridad media del petróleo crudo y la presencia de compuestos estabilizantes, por ejemplo, resina.

Según (Hammami & Ratulowski, 2007): *“la precipitación, la floculación y la deposición de estas moléculas se han identificado y analizado. Desde el punto de vista científico, se debe distinguir la implicación física de estas palabras; precipitación, floculación y deposición”*. La precipitación denota la formación de una fase semisólida por agregación de partículas sólidas según (Mullins, et al., 2012). Después de comenzar el proceso de precipitación, se forman partículas con tamaños de aproximadamente 1 micrómetro a través del proceso de agrupamiento, que se denomina etapa de floculación (Jamialahmadi, Soltani, Müller-Steinhagen, & Rashtchian, 2009). En otras palabras, la formación de grandes agregados de los más pequeños se llama floculación como lo indica (Cimino, Corra, Del Bianco, & Lockhart, 1995). Al final, durante la deposición, se forman partículas de asfalto en una superficie, por ejemplo, pared de tubería o roca (Sheu, 2002). La precipitación no necesariamente resulta en deposición, sin embargo, podría ser una contribución efectiva en el proceso de deposición acorde a (González, Hirasaki, Creek, & Chapman, 2007).

2.4.2 Problemas de Deposición de Asfaltenos

En (Zaman, Bjorndalen, & Robiul Islam, 2004) se puede asegurar que: *“La limpieza interior de las tuberías que transportan líquidos tiene un término comercial denominado pigging, el cual es muy difundido en el área petrolera. La detección temprana de las precipitaciones puede reducir las obstrucciones y, a su vez, considerablemente el costo de mantenimiento”*. (Mahto & Kumar, 2013), en las conclusiones de su trabajo de investigación indican entre otras cosas indican que: *“La cantidad de deposición de cera aumenta con el tiempo y alcanza un valor máximo y luego disminuye gradualmente, así como esta disminuye gradualmente con el aumento del caudal y la turbulencia. Usando depresores del punto de fluidez, la deposición de cera se puede reducir al 60% en la línea de flujo”*.

2.5 DESCRIPCION DE LAS HERRAMIENTAS DE CONTROL Y LIMPIEZA DE DUCTOS.

Cuando los oleoductos tienen muchos años de vida, es necesario someterlos a control y limpieza interior para asegurar su vida útil o una prolongación de esta. Las acumulaciones causadas por parafinas o asfaltenos, acompañadas de presencia de agua pueden causar corrosión interna de la tubería, la cual se presenta de varias formas. Las herramientas de limpieza pueden ser lanzadas solas o acompañadas de otros tipos de tratamientos tales como *batches* de fluidos inhibidores, etc., los que pueden resultar beneficiosos (Falabella, 2006), además las herramientas de control interno acompañadas con rascadores tipo pig pueden dar una indicación del estado mecánico interior de un oleoducto o gasoducto (Blasetti).

2.5.1 Herramientas de Limpieza Interna de Ductos

Según (Alyaari, 2011) los rascadores se pueden clasificar de la siguiente manera:

- **Rascador espaciador (*batching pig*):** También llamado como rascador espaciador, está diseñado para actuar como barrera simple entre fluidos de diferente especificación o para proporcionar un barrido de línea.
- **Rascador de calibración (*gauging pig*):** La inclusión de una placa de calibración, hecha de un metal blando (generalmente aluminio), en los rascadores espaciadores proporciona la función de confirmar la integridad del área de flujo de la tubería. Cualquier intrusión importante en la línea causará daños a la placa del medidor, lo que indica que hay un problema, aunque no destaca dónde.
- **Rascador de limpieza:** Los *pigs* se pueden configurar con varias herramientas para mejorar la limpieza. Cepillos circulares, cepillos de resorte, raspadores o cuchillas para ceras y lodos, o herramientas más agresivas como "dientes" de metal duro para quitar las escamas.
- **Rascador magnético:** Este tipo de rascadores incluye potentes imanes de tierras raras en la circunferencia del mandril lo que le permite no solo levantar los desechos ferrosos de la línea, sino también proporciona la función secundaria de activar los señalizadores. Los rascadores de espuma también permiten la adición de placas de calibración, cepillos, abrasivos, etc., aunque estos se instalan en el rascador usando pernos o fundidos directamente en el recubrimiento de poliuretano.
- **Rascadores inteligentes:** La investigación y desarrollo en herramientas de inspección en línea empezaron a finales de la década de 1960. Los avances tecnológicos han permitido que los *pigs* pueden llevar a cabo tareas más complejas, como el registro de datos a medida que atraviesan la tubería, mapeo, medición de geometría de la tubería, detección de grietas,

medición de pérdida de metal y muchas otras más. Los rascadores inteligentes hoy en día son una industria dentro de esta industria.

- **Rascadores de Gel:** Para ciertas tareas y en ciertas condiciones, una alternativa viable a correr rascadores mecánicos es el uso de los rascadores de gel. En lugar de usar una barrera sólida entre fluidos, una sustancia gelificada puede realizar la misma tarea. Varios tipos de fluidos se pueden gelificar, incluido el agua (dulce y salada), glicol, metanol, solventes, diésel y crudo. Los geles se pueden diseñar acorde a una viscosidad requerida o convertidos a estado sólido mediante químicos durante un tiempo determinado, luego del cual el gel se vuelve líquido o cuando se alcance un determinado valor de pH. Los geles tienen sus limitaciones y generalmente no son adecuados para distancias muy largas, en tuberías secas, o donde el medio propulsor es gas porque tienden a sufrir "corte de gas" o un exceso de *bypass* (canalización).

2.5.2 Herramientas de Control de Depósitos al Interior de Ductos

(Gupta A. , 2017) realiza una línea de tiempo en el desarrollo de los rascadores inteligentes:

- 1964: Primer rascador MFL comercial (Tuboscope)
- 1966: Primer rascador MFL de circunferencia completa (Tuboscope)
- 1971: Otros proveedores introducen rascadores MFL de baja resolución
- 1978: Primer rascador MFL de alta resolución (British Gas)
- 1986-1996: Otros proveedores introducen rascadores MFL de alta resolución
- 1986: Primer rascador ultrasónico para corrosión en líneas de líquidos
- 1992: Prototipo de rascador ultrasónico para detección de grietas (PII)
- 1993-presente: Mejoras continuas en el PII ultrasónico con ruedas

- 1997: Rascador Pipetronix ultrasónico de haz angular para detección de grietas
- 1997: Primeros rascadores de puerto reducido
- 1997-presente: Desarrollo de herramientas de inspección para daños mecánicos
- 1998-presente: Primeros rascadores MFL circunferenciales (campo transversal)

Algunos rascadores nuevos e "inteligentes" tienen capacidades de GPS que pueden ayudar a mapear una tubería y con esto permite encontrar el área afectada de la tubería para repararse.

Un rascador inteligente, debe por tanto realizar las siguientes acciones:

- Medir y registrar la información utilizada para evaluar la tubería
- Realizar una evaluación no destructiva de los defectos de la tubería
- Realizar una evaluación del diámetro interno del tubo

Según (Gupta & Sircar, 2015) las razones para el lanzamiento de raspadores dentro de un oleoducto con las siguientes:

- **Puesta en marcha previa (*Pre-comissioning*):** Cuando se construyen nuevos oleoductos, generalmente necesitan ser limpiados en su interior de restos de soldadura u otras impurezas y preparado para las pruebas hidrostáticas. Esto se hace mediante la utilización de un tren de raspadores con escobillas que cumplen las funciones de limpieza, calibración y separación del fluido de impulso. Dependiendo del fluido a ser transportado en la línea, se puede requerir una mayor cantidad y tipo de rascadores para la deshidratación y secado.

- **Puesta en servicio (*Comissioning*):** A medida que el producto se introduce en la línea, un rascador o un tren de rascadores pueden usarse para separar el fluido a inyectarse con el fluido de inyección en la línea.
- **Limpieza con rascadores:** Durante la vida de una línea, la limpieza con rascadores es un método económico de mantener el flujo y minimizar la contrapresión. Los rascadores se pueden utilizar para la limpieza mecánica de las parafinas y otras acumulaciones de hidrocarburos o se pueden espaciar con productos químicos para proporcionar una mejor limpieza. La inspección en línea, generalmente se realiza como parte de un plan de mantenimiento de rutina.
- **Desmantelamiento (*Decomissioning*):** Si las tuberías del ducto llegan al final de su vida útil o necesitan un cambio de uso (por ejemplo, cambio de una línea de producción a una línea de eliminación de agua de producción), generalmente requieren alguna forma de limpieza. Nuevamente, se pueden usar medios mecánicos y químicos para permitir la desconexión/reconexión y en algunos casos, las tuberías pueden desaguarse para su recuperación y reutilización.



Figura 5. Rascadores para limpieza de oleoductos.

Fuente: PGJONLINE



Figura 6. Estado de los cepillos del rascador después de una limpieza de oleoducto.

Fuente: PGJONLINE

CAPÍTULO III

DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA

La siguiente descripción es el desarrollo del trabajo de investigación mediante la metodología de Marco Lógico.

3.1 MATRIZ DE INVOLUCRADOS

La siguiente es la matriz de involucrados:

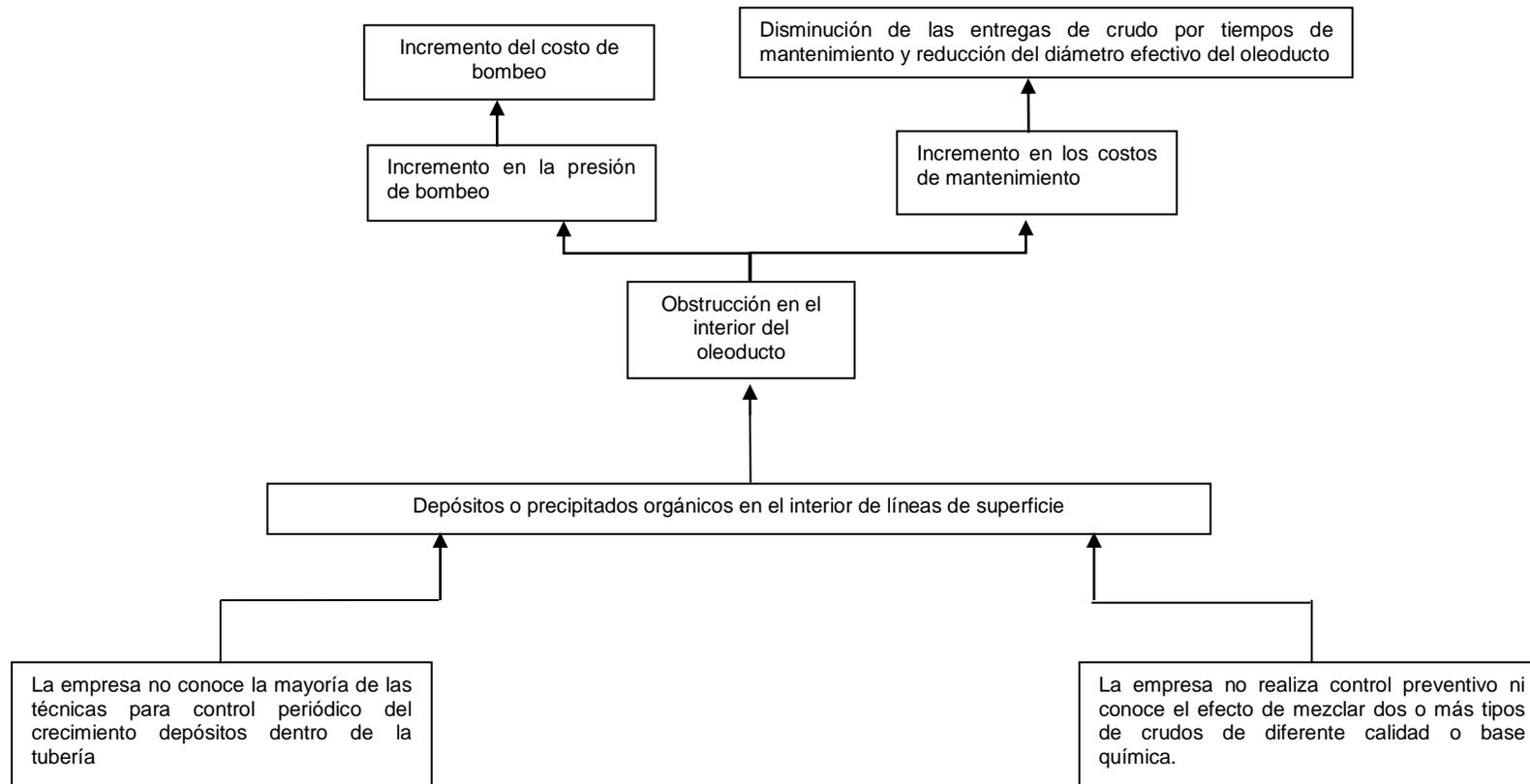
Tabla 2. Matriz de Involucrados

GRUPO DE INVOLUCRADOS	INTERESES	PROBLEMAS DETECTADOS	ESTRATEGIAS DE SOLUCIÓN
Empresa operadora y de servicios petroleros	Búsqueda de mejores técnicas para el tratamiento y remoción de precipitados orgánicos del interior de la tubería	Poca inversión en investigación y desarrollo. El transporte es el eje vital de entrega de hidrocarburos a los centros de procesamiento en La Libertad.	Realizar mayor inversión en investigación desde la parte del gobierno (Senescyt, Ministerio de la Productividad, ministerio de recursos no renovables etc.) como de las empresas petroleras nacionales y/o extranjeras Realizar congresos, foros, etc. específicos sobre esta temática.
Investigadores, estudiantes de grado y posgrado de Instituciones de Educación Superior del país	Determinar los procesos de precipitación y depositación de asfaltenos y parafinas en los diferentes oleoductos del país y con cada tipo de crudo. Determinar la velocidad de depositación de asfaltenos y parafinas con las mezclas de crudos. Implementar e investigar nuevos métodos aplicados en otros países con resultados positivos.	Falta investigación para determinar modelos dinámicos y estáticos de depositación de asfaltenos y parafinas mediante mezclas de crudos. Poca inversión de parte de ente nacional de investigación debido a recortes presupuestarios.	Convenios empresas privadas- Universidades para suplir la falta de recursos para investigación.

GRUPO DE INVOLUCRADOS	INTERESES	PROBLEMAS DETECTADOS	ESTRATEGIAS DE SOLUCIÓN
Sector conexo: clientes externos e internos	Desarrollo de metodologías propias para limpieza y control de depósitos y precipitación de asfaltenos y parafinas en oleoductos.	Uso de tecnología foránea en altos porcentajes sin pilotos o ensayos de laboratorio para demostrar su adaptabilidad en el país. Falta desarrollo de productos nacionales para atacar el problema de control de depósitos orgánicos en oleoductos.	Inversión en investigación, desarrollo de químicos y de prototipos en escala de productos para el control de depósitos, precipitados y limpieza de asfaltenos y parafinas en tuberías.

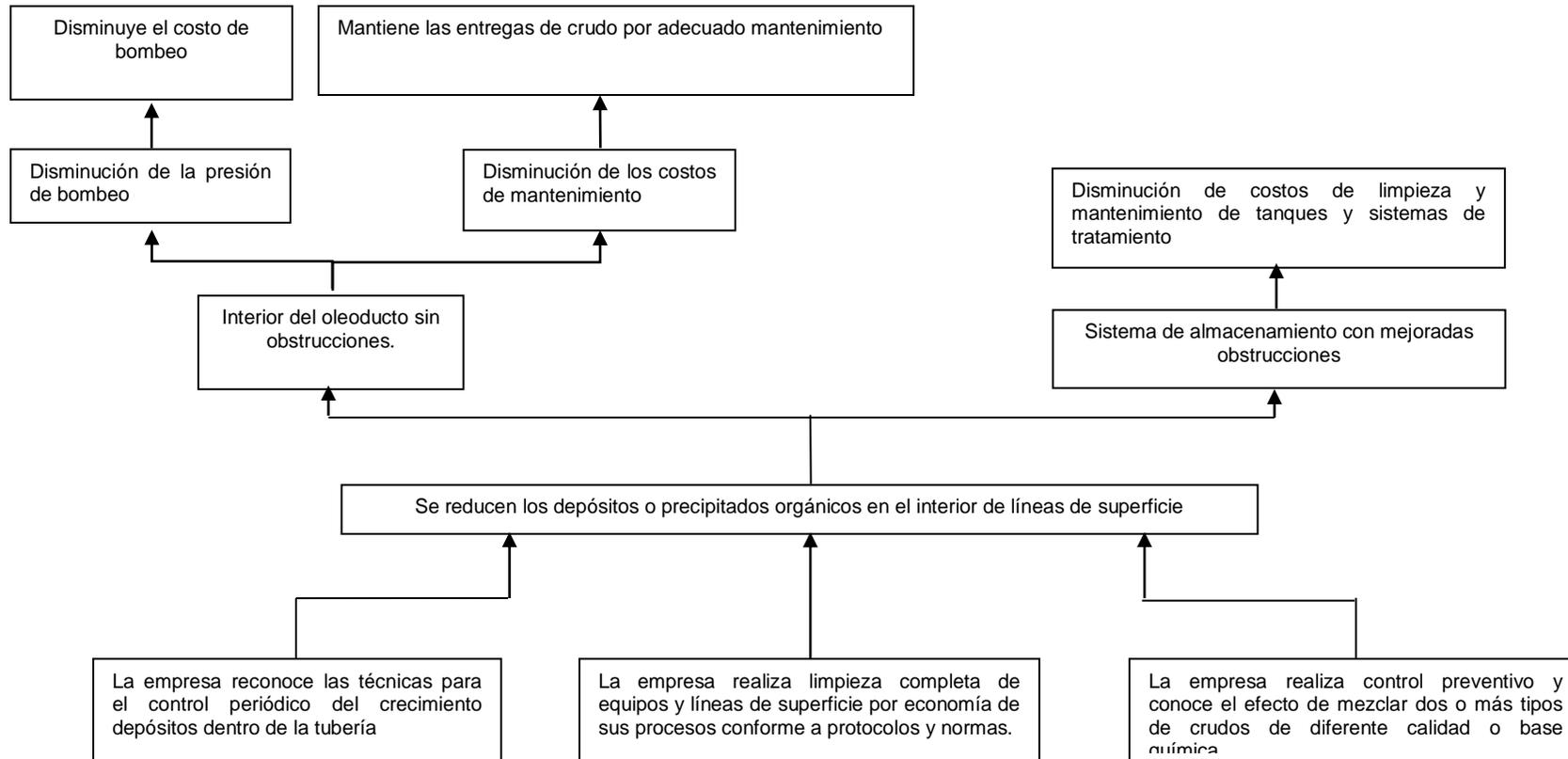
Elaborado por: Autor.

3.2 ÁRBOL DE PROBLEMAS



Elaborado por: Autor

3.3 ÁRBOL DE OBJETIVOS (VISIÓN DE MEJORAS)



Elaborado por: Autor

3.4 ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN

Las alternativas de solución se obtienen a partir de la comparación de procedimientos de buenas prácticas de programas de mantenimiento de oleoductos e instalaciones de superficie de empresas de reconocida trayectoria en el medio así de los resultados obtenidos a partir de la investigación documental.

3.4.1 Opciones de Alternativas más usadas en el campo

Se enlistan a continuación las siguientes opciones más usadas en el campo a partir de la información recopilada:

Tabla 3. Opciones de Alternativas más usadas en el campo

Opción 1	Dilución de crudos-tratamiento químico/térmico
Opción 2	Rascadores
Opción 3	Métodos nuevos (electromecánicos, nanopartículas, etc.)

Elaborado por: Autor

A partir del análisis realizado se seleccionan las opciones 1 y 2 en base a los criterios de selección descritos en el siguiente ítem. Se descarta la Opción 3 ya que representa un nivel de tecnología experimental que no se está desarrollando en el país, además es costosa y requiere de centros de investigación avanzada.

3.4.2 Criterios de análisis para selección:

El análisis para la selección de las opciones se relaciona con las variables aplicadas a proyectos de inversión, las cuales son:

- Costo de inversión y/o puesta en operación
- Posibilidades de éxito
- Relación Costo-beneficio
- Horizonte de tiempo

- Riesgo ambiental
- Riesgo a la salud humana

3.4.3 Actividades planteadas

Las actividades planteadas como oportunidades de mejora se presentan en la Tabla 4. En la Tabla 5 se presenta en análisis de las alternativas de solución según el criterio del impacto sobre las variables del proyecto. Los valores referenciales se presentan de la aplicación de la fórmula de evaluación de riesgos (Activa Conocimiento, 2019)

$$\text{Impacto} = \text{Variable o Evento} \times \text{Probabilidad de ocurrencia del evento} \quad (1)$$

Un evento es exitoso cuando su probabilidad de ocurrencia es alta. Por ejemplo, tomando de base el uso de químicos, su probabilidad de derrames es baja ya que en la empresa se realizan protocolos de manejo de sustancias químicas peligrosas y además se tienen planes de contingencia para contener derrames en caso de existir para minimizar el impacto al ambiente. Otro ejemplo es la aplicación de rascadores para limpieza interna de ductos, donde su impacto es alto en las posibilidades de éxito ya que es una herramienta que permite realizar una limpieza bastante alta de todos los depósitos en las paredes. Su éxito se magnifica si se combina por ejemplo con el uso de químicos para mejorar la limpieza del ducto.

Tabla 4. Actividades planteadas

Medio	Actividad
1. Programa de capacitación en técnicas de control de precipitación y depositación de asfaltenos y parafinas	<ul style="list-style-type: none"> • Contratar capacitadores • Seleccionar participantes
2. Contratar servicios de control e inspección interna de oleoductos	<ul style="list-style-type: none"> • Cotizar valores • Hacer licitación
3. Mantener programas de mantenimiento y control de oleoductos	<ul style="list-style-type: none"> • Contratar laboratorios de análisis de químicos • Mantener una infraestructura para taller con herramientas.

Elaborado por: Autor

Tabla 5. Análisis de alternativas de solución

CRITERIOS	ALTERNATIVA 1: DILUCIÓN-QUÍMICOS-TÉRMICO	ALTERNATIVA 2: RASCADORES	ALTERNATIVA 3: 1 + 2 COMBINADO
Costo de inversión y/o puesta en operación	Bajo	Alto	Alto
Posibilidades de éxito	Bajo	Alto	Alto
Costo/beneficio	Alto	Bajo	Alto
Horizonte de tiempo	Bajo	Alto	Alto
Riesgo Ambiental	Bajo	Bajo	Bajo
Riesgo a la salud humana	Medio	Bajo	Medio

Elaborado por: Autor

3.5 Matriz de Marco Lógico.

La Matriz de Marco Lógico presenta en forma resumida los aspectos más importantes del proyecto con la estructura que se muestra en la Tabla 6.

Tabla 6. Matriz de Marco Lógico

NIVEL DE OBJETIVO	INDICADOR	MEDIO DE VERIFICACION	SUPUESTO
<p><i>Fines</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Mejorados los ingresos de los operadores logísticos de oleoductos • Control de las operaciones de transporte (bombeo) 	<p>Al término del 5º año:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Incrementados en más de 20% los ingresos de las empresas operadoras de oleoductos - Reducidas las obstrucciones en el oleoducto se puede disminuir la energía usada de la bomba. 	<p>Registros contables y de operación del oleoducto.</p> <p>Inspecciones aleatorias (de control con medidores de ultra sonido) o programadas cada año.</p>	<p><u>De sostenibilidad</u></p> <p>Se mantiene un sistema de asistencia técnica para asegurar la continuidad de las buenas prácticas de control de oleoductos.</p> <p>Se monitorean los efectos ambientales de aplicación de las técnicas.</p>

NIVEL DE OBJETIVO	INDICADOR	MEDIO DE VERIFICACION	SUPUESTO
<p>Propósito</p> <ul style="list-style-type: none"> Bombeo de crudo sin interrupciones por obstrucción por asfaltenos y parafinas. 	Número de paradas por obstrucción en oleoducto/año	Registros de paradas, verificación de días sin bombeo por obstrucción de oleoducto.	<p><u>De propósito a fin</u></p> <p>Los días de paradas de bombeo solo ocurren durante mantenimiento programado.</p>
<p>Componentes Resultados</p> <p>1. Establecido procedimiento para control de depósitos y precipitados de asfaltenos y parafinas en el oleoducto.</p> <p>2. Implantado el plan de mantenimiento de oleoductos.</p>	<p>Introducido el nuevo procedimiento se reduce en un 50% las paradas por obstrucciones en el primer año de operación.</p> <p>Se reducen al menos en un 75% los costos de mantenimiento correctivo al final del 3er año de operación.</p>	<p>Actas de operación del oleoducto.</p> <p>Informes semestrales de cumplimiento de metas y objetivos.</p> <p>Balances anuales de operación y mantenimiento del oleoducto.</p>	<p><u>De componente a propósito</u></p> <p>Técnicos de operaciones verifican la aplicación de nuevas prácticas durante el bombeo en función de la técnica.</p> <p>Condiciones internas del oleoducto permiten el normal bombeo de crudo.</p>
<p>Actividades</p> <p>1.1 Diseñar y reestructurar procedimientos para mantenimiento del oleoducto.</p> <p>1.2 Capacitar a operadores y técnicos de operaciones para control químico y de campo.</p> <p>1.3 Mantener sistemas de monitoreo y control de variables de operación del ducto durante el bombeo y en condiciones estáticas.</p>	<p>Cumplimiento de metas obtenidas/programadas</p> <p>Número de personas capacitado por periodo de control.</p> <p>Control de volumen de químico inyectado/cantidad de rascadores enviados para limpieza del ducto.</p>	<p>Informes periódicos de la gerencia de producción.</p> <p>Informes periódicos de la unidad financiera del/los proyecto/s.</p> <p>Informes periódicos de avance de implementación del proyecto de las gerencias de componentes y de los responsables de actividades de operación en el oleoducto.</p>	<p><u>De actividad a componente</u></p> <p>Gerencia de operación acoge recomendaciones del proyecto</p> <p>Líderes de Operadores facilitan capacitación de su personal</p> <p>Gerencia de operación y de mantenimiento hacen seguimiento al proyecto.</p>

Elaborado por: Autor

3.6 REVISIÓN DE LITERATURA

El trabajo de investigación se desarrolló de acuerdo con la metodología propuesta en el anteproyecto de grado, el cual consiste en las siguientes etapas:

3.6.1 Etapa 1: Búsqueda de información técnica y científica

Se consultaron fuentes bibliográficas relacionadas con el eje temático objeto de estudio, por lo que se han seleccionado los siguientes trabajos de investigación y diferentes investigaciones publicadas en revistas científicas de relevancia y en congresos. A continuación, se exponen los hallazgos encontrados:

a) Para Parafinas:

1. El tetracloruro de carbono y el disulfuro de carbono han sido declarados disolventes universales. Solventes como el keroseno, condensado y diésel se utilizan para disolver los depósitos de parafina de bajo contenido de asfaltenos (Al-Yaari, 2011). El método de selección de solventes es el de solvatación de ceras de parafinas (Baker Petrolite, 2011)
2. Los dispersantes no disuelven los depósitos de parafina, pero los rompen en cristales de agujas más grandes lo cual promueve una precipitación en paquetes, con menos interacción y que pueden ser reabsorbidos por la corriente de flujo de petróleo. Los dispersantes se pueden difundir varias veces en la parafina, pero su campo de aplicación no es amplio como solventes. Por lo general, se agregan en sistemas de bajos cortes de agua y es utilizado en climas fríos donde no se puede aplicar inhibidores de parafina (Baker Petrolite, 2011).

Aplicación: continua en el sistema de producción, por *batches* en tanques de tratamiento (Baker Petrolite, 2011), inyecciones forzadas (Al-Yaari, 2011). El método de selección del dispersante es la prueba de fondo de tanque.

3. Los polimeros para inhibición de la precipitación de parafinas se pueden utilizar para ambientes frios o extremadamente calientes y presentan buenos resultados (Jennings & Breitigam, 2010).
4. El vinil acetato de etileno, metilacrilato y dietanolamina se ha usado para el tratamiento de las parafinas en oleoductos. Los resultados experimentales han demostrado que el vinil acetato de etileno con la co-dietiletanolamina mostraron los mejores resultados en el tratamiento de la precipitación de parafinas en muestras de crudo parafínico (Anisuzzaman, y otros, 2017).
5. Se han experimentado tratamientos a escala de laboratorio con vinil acetato de etileno (EVA), poli(etileno-buteno) (PEB) y polietileno-poli(etileno-propileno) (PE-PEP) y poli (anhídrido maléico amida co- α -olefina) (MAC) donde los resultados muestran que los resultados dependen de la proporción del producto a aplicar, así como de la composición del crudo. Sin embargo, el EVA 30 el cual contiene el 30% en peso de vinil acetato es el polímero más eficiente que el EVA 20, 40 y 80; mientras tanto, este copolímero es más efectivo para los sistemas que tienen parafinas de altos números de carbono. La eficiencia del polímero MAC como mejorador de flujo incrementa con la longitud de la cadena laterales (Wei, 2015)
6. **Tratamiento de ondas Ultrasónicas.** (Towler, Chejara, & Mokhatab, 2007) presentaron un nuevo método para minimizar la depositación de ceras de parafina en la boca de pozo o en oleoductos. El tratamiento consiste en colocar la herramienta generadora de ultrasonidos (frecuencia usada 120 kHz) en la tubería de producción y producir una frecuencia ultrasónica que rompe los enlaces de las moléculas de parafina y previene la formación de depósitos de parafina en las paredes de la tubería de producción. Los resultados de tales tratamientos incrementan la eficiencia de producción y el caudal. Se necesitan mayores estudios para determinar

cuál es la frecuencia óptima de tratamiento. Sin embargo, en China ya se ha presentado la patente CN203115501U para el registro de una herramienta ultrasónica para inhibir la precipitación de parafinas (China Patente nº CN203115501U, 2013).

7. **Tratamiento bacteriano.** Se ha descubierto que ciertos microorganismos marinos naturales tienen la capacidad de absorber parafina y pueden eliminar eficazmente los depósitos de parafina o al menos reducir la depositación durante un determinado período de tiempo (Al-Yaari, 2011). Strata International tiene un producto bacteriano llamado PARAGONE, la cual ofrece programas de tratamiento que eliminan las acumulaciones de parafina y actúan como rompedores de emulsión para pozos de producción y pozos de inyección. Aún falta probar si este producto puede ser usado para el tratamiento de parafinas en oleoductos.

b) Para Asfaltenos:

- a) Según (Chirita, 2011): *“Los asfaltenos se mantienen dispersos o peptizados por las resinas en el petróleo crudo. Debido a cambios en las condiciones dinámicas, se puede producir la floculación de los asfaltenos finamente dispersos. Esto crea un depósito más o menos duro que es difícil de quitar. Por lo tanto, el método se basa en la adsorción de tensioactivos o polímeros en la superficie de los asfaltenos para evitar su agregación”.*
- b) Una investigación más completa encontrada en Ospina et al. (2017), se indica que los factores que intervienen en la precipitación de asfaltenos son:
 - a. Factores termodinámicos: presión y temperatura
 - b. Factores químicos: Inyección de dióxido de carbono, Inyección de gases ricos, Alteración del pH, Procesos de estimulación, Mezcla de corrientes.

- c. Factores eléctricos: partículas cargadas pueden alterar el equilibrio asfaltenos-resinas.
 - d. Factores mecánicos: fuerzas de impacto entre partículas, fuerzas de fricción etc.
 - e. Otros factores: Algunos sólidos en suspensión como finos de arcillas o minerales, limaduras de metales, sedimentos y grava presentes en el crudo, favorecen los procesos de precipitación de los asfaltenos ya que las pequeñas partículas suspendidas en el crudo pueden servir de núcleos que promueven la adhesión de los asfaltenos.
- c) (Peralta, Blanco, Reina, & Mantilla, 2017) expresan que la dilución con fracciones livianas de hidrocarburos tales como condensados, crudos livianos, gasolina natural o nafta, puede reducir la precipitación de asfaltenos en transporte de crudos pesados por oleoductos, pudiendo a presiones bajas de bombeo redisolverse las fracciones precipitadas de asfaltenos mediante contacto con fracciones livianas de crudo desde metano a hexano.
- d) (Padilla & Watt, 2015) hacen una recopilación completa de los métodos de control de precipitación de asfaltenos. Entre los métodos de control mencionan:
- a. Químico: solventes, inhibidores y dispersantes o una combinación de todos ellos.
 - b. Eléctrico: desarrollo de campos de fuerza electroestática, electrodinámica y magnética; además de las técnicas de ultrasonido y microondas. Todas estas técnicas son actualmente aplicables a las operaciones de petróleo sobre todo a escala de laboratorio. El estado de estas alternativas se encuentra en fase de investigación.

- c. Mecánico: mediante el empleo de rascadores de diferentes configuraciones.
- d. Biológico: mediante la biodegradación de resinas y asfaltenos, con varios géneros de hongos, tales como: *Aspergillus*, *Candida*, *Emericella*, *Eupenicillium*, *Fusarium*, *Graphium*, *Neosartorya*, *Paecilomyces* y *Pichia*. Pero para que esto se dé tienen que darse las condiciones para el crecimiento y desarrollo de estos microorganismos tales como: pH, temperatura, concentración y cantidad del contaminante (asfalteno).
- e. Nanopartículas: Las nanopartículas de Fe_3O_4 pueden ser usadas en el crudo en circulación como en el caso de flujos en tuberías. La concentración de este tipo de nanopartículas está en función de la inhibición de la precipitación de asfaltenos del crudo. Su estado como técnica está aún en estudio.

3.6.2 Etapa 2: Integrar los casos seleccionados mediante la técnica de Análisis de Impacto y de Estudio de Caso de la información recopilada

De los estudios identificados, se presenta en detalle los hallazgos encontrados en la materia en la Tabla 7.

Tabla 7. Identificación de estudios

Caso	Impacto	Observación
Dilución de crudos	Importante	Técnica en uso actual a nivel de campo. Se usa para el transporte de crudos pesados más que para inhibir precipitación de asfaltenos propiamente. Un producto usado es la gasolina natural, es enviada mediante un bache en el crudo para limpiar de parafinas o asfaltenos antes de mandar todo el crudo por el oleoducto.

Caso	Impacto	Observación
Limpieza con rascadores	Importante	Técnica en uso actual a nivel de campo. Se usa para raspar los oleoductos de material adherido a las paredes de la tubería. Uso frecuente. Mientras el flujo sea laminar y de baja velocidad, mayor es la frecuencia de lanzamiento de esta herramienta de limpieza.
Uso de químicos (dispersantes, inhibidores y solventes)	Importante	Técnica de uso actual a nivel de campo. También se experimentan con nuevos productos y con mezclas de productos conocidos.
Biológico	Bajo	No se ha alcanzado un método comercialmente práctico para el uso de microorganismos en el transporte de crudos por oleoductos ya que aún sigue en fase de investigación.
Nanopartículas	Bajo	El estado del desarrollo de la técnica aún está en fase de investigación. No se ha desarrollado un producto comercial y su costo actualmente es alto.

Elaborado por: Autor.

3.6.3 Etapa 3: Procesamiento de la información acorde a la metodología de Análisis de Impacto.

En el procesamiento de la información hallada se tiene que los métodos más importantes son aquellos que tienen uso actualmente en el campo y los que han presentado resultados operacionales. La descripción de los datos identificados se ha dividido en tres áreas de interés, estos son: magnitud, la importancia y el efecto. La magnitud se refiere al trabajo a implementar tanto como los costos, la importancia tiene que ver con el aseguramiento del flujo en la tubería y el efecto es la aplicación del tratamiento de control.

3.6.4 Etapa 4: Aplicación del Método de Estudio de Caso para un mejor análisis de la información con sus soluciones.

Se han identificado, acorde a la literatura investigada, varias alternativas en uso, disponibles para su implementación en una escala comercial y en investigación.

De estas se tiene, que las empresas han dividido dos etapas para enfrentar el problema de depositación de compuestos orgánicos, las cuales son: control y remediación.

Tabla 8. Identificación de Estudios

Criterio de evaluación	Magnitud			Importancia			Efecto	
	Alta	Media	Baja	Alta	Media	Baja	Temporal	Permanente
Modelo de Control Predictivo	x			x				x
Limpieza con rascadores (mecánicos o inteligentes)	x			x			x	
Inyección de químicos inhibidores, solventes o dispersantes	x				x			x
Evaluación de propiedades fisicoquímicas de los crudos	x			x			x	
Histórico de depositaciones/pr ecipitación de asfaltenos		x			x		x	
Investigación de tratamientos combinados	x					x		x
Tipo de tendido de la tubería y operaciones	x					x		x

Elaborado por: Autor.

Tabla 9. Casos de estudio relevantes

	Control	Remediación
En uso actualmente en campo	Tubería flexible (Coiled-tubing). Químicos reductores de arrastre Cortar la tubería afectada y reemplazarla Estimación y modelado de la depositación Calentamiento eléctrico Aislamiento externo Inyección de aceite caliente Inyección de agua caliente Operar a altas tasas de flujo Rascadores Solventes, dispersantes e inhibidores Inyección de vapor	Tubería flexible (para tubería marina) Cortar la tubería y reemplazarla Dispersantes, solventes e inhibidores Calentamiento eléctrico Inyección de aceite caliente Inyección de agua caliente Rascadores Inyección de vapor
Disponibles para aplicación en escala	Varios químicos comerciales que son mezclas de productos ya en uso para ciertos casos de crudos asfálticos, parafínicos y o mezclas.	Generación de calor por reacción química
En Investigación	Varios tipos de químicos Tratamiento por ultrasonido	Métodos de potencia ultrasónica Calentamiento inductivo

Elaborado por: Autor.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 Panorama de los métodos de control de precipitación de compuestos orgánicos a partir del crudo

El Modelo de Control Predictivo –MCP- (que se aplica en muchas empresas de transporte por oleoductos) podría minimizar el costo de los productos químicos, de limpieza con rascadores (raspado en el interior del ducto mediante rascadores inteligentes o mecánicos) y el calentamiento. Esto es particularmente importante para una tubería que transporta un petróleo crudo bajo ambientes externos fríos (como en el Ártico o en medio marino o a través del callejón interandino como en nuestro caso de nuestro país) donde las tasas de depositación y los costos asociados por obstrucción son altos.

La información adquirida de las mediciones de crecimiento de depósitos en el interior de las tuberías, cuando se utilizan herramientas para control de espesores de ductos, luego se utiliza para desarrollar e implementar un cronograma de lanzamiento de rascadores mecánicos e inyección de productos químicos para tratar regularmente los depósitos de asfaltenos y/o parafinas en la tubería. Los operadores logísticos de ductos (oleoductos o gasoductos) generalmente monitorean activamente la deposición de costras de compuestos inorgánicos y compuestos orgánicos. A pesar de eso, la limpieza mecánica mediante rascadores proporciona buenos resultados. A esto se complementa la inyección de químicos para el tratamiento del crudo para inhibir la precipitación de compuestos orgánicos o la dilución de estos.

4.2 Análisis de las ventajas y desventajas del uso de las diferentes técnicas descritas y aplicadas en el campo

De acuerdo con la literatura investigada, se puede indicar las ventajas y desventajas de la aplicación de las metodologías, las cuales se presentan en la Tabla 10.

Tabla 10. Ventajas y desventajas de las técnicas implementadas

Técnicas	Ventajas	Desventajas
Dilución de crudos	Permite establecer rápidamente el bombeo de crudo por oleoductos	Se necesita crudo o diluyente con mucha frecuencia. El diluyente debe ser de una determinada especificación para cumplir el objetivo. Castiga el API del crudo mas liviano. La mezcla de crudos podría generar precipitación de asfaltenos
Limpieza mecánica	Permite limpiar completamente el interior del oleoducto todo tipo de residuos Vienen en diferentes diseños, configuraciones y diámetros, ajustables al tipo de tubería e inclinaciones. Permite conocer en tiempo real las condiciones internas del ducto, puntual, por tramos y en general.	Se necesita contar con un plan programado de limpiezas. Se requiere de herramientas combinadas para lograr un mejor rendimiento del plan de limpieza Se necesita contar con métodos combinados en algunos casos, dependiendo del tipo de crudo y operaciones de bombeo.
Uso de químicos	Permite reducir la precipitación de asfaltenos y/o parafinas de forma efectiva Se puede combinar con el método de limpieza mecánica En ciertos casos minimiza la cantidad de limpiezas mecánicas.	Dependen del tipo de crudo y de las condiciones de operación de los oleoductos. A veces la combinación de químicos puede ser negativa, por lo que se requiere estudios intensivos para su implementación. Se recomienda inyección diaria para usos puntuales, otros son en bache en conjunto con el lanzamiento del raspatubos para mejorar la limpieza interior del ducto. Es costoso en algunos casos.

Elaborado por: Autor.

4.3 Análisis técnico-económico

4.3.1 Evaluación técnica

Para iniciar el análisis técnico se deben plantear las siguientes preguntas:

- ¿Qué tipo de trabajo se va a realizar en el oleoducto?
- ¿Qué tipo de sustancia va a ser removida de él?
- ¿Es posible determinar la zona de afectación al interior del oleoducto?
- ¿Cuál sería el volumen de sustancia a ser removida?
- ¿Qué producto contiene el oleoducto al momento de realizar las maniobras de limpieza y/o remoción?
- ¿Cuál es la presión y el caudal de operación del oleoducto?
- ¿Cuál debe ser la velocidad de impulso del raspatubos?
- ¿Cuál es el perfil de temperatura del oleoducto?
- ¿Cuál es el diámetro interior del oleoducto?
- ¿Cuál es el perfil topográfico del oleoducto?
- ¿Cuál es la distancia recorrida por el raspatubos a través del oleoducto?
- ¿Presenta codos el ducto y de que radio y ángulos son?
- ¿Cuál es la ubicación de los accesorios en la tubería? ¿Tienen reducciones estos accesorios?
- ¿Ha sufrido reparaciones anteriores o presenta abolladuras que puedan ser tomadas en cuenta para la planificación del envío del raspatubos?
- ¿Existen riesgos a la salud o medioambiente al remover la sustancia del interior del oleoducto?
- ¿Qué disposición final se le dará a la sustancia y/o productos para la limpieza interior?

Una vez resueltas estas dudas se deberá establecer la operación a realizar en el mantenimiento del oleoducto. Esta operación debe tomar en cuenta las maniobras a realizar y los cuidados en seguridad industrial y medioambiental, tanto como en la salud de los operadores.

4.3.2 Método de lanzamiento y recepción de rascadores

El procedimiento para el lanzamiento y recepción convencional de rascadores es el siguiente:

4.3.2.1 Lanzamiento de rascadores:

El procedimiento de lanzamiento convencional es el siguiente:

1. Asegurarse que la válvula de aislamiento y la válvula de lanzamiento estén cerradas.
2. En sistemas líquidos, abrir la válvula de drenaje y permitir que el aire desplace el líquido abriendo la válvula de venteo. En sistemas de gas natural, abrir la válvula de venteo y ventilar el lanzamiento a la atmosfera.
3. Cuando la trampa de lanzamiento del rascador esté drenada (1 psi), con las válvulas de venteo y drenaje aún abiertas abrir la puerta de la trampa.
4. Instalar el rascador con la nariz firmemente en contacto con el redactor entre el barril y el orificio natural de la sección de lanzamiento.
5. Limpiar el sello de cierre y otras superficies de sellamiento, lubricar de ser necesario y cerrar y asegurar la puerta.
6. Cerrar la válvula de drenaje. Llenar despacio la trampa y abrir gradualmente la válvula de lanzamiento y ventear a través de la válvula de venteo.
7. Cuando el llenado esté completado, cerrar la válvula de venteo y permitir que la presión se equalice a través de la válvula de aislamiento.
8. Abrir la válvula de lanzamiento y permitir que el rascador sea lanzado.
9. Cerrar parcialmente la válvula principal. El flujo a través de la válvula de lanzamiento se incrementará. Continuar cerrando la válvula principal hasta que el rascador salga de la trampa a la línea principal indicada por el señalador del rascador.
10. Luego de que el rascador haya salido de la trampa e ingrese a la línea principal, abrir completamente la válvula principal y la válvula de lanzamiento.
11. El lanzamiento está completo.

4.3.2.2 Recepción de rascadores

El procedimiento de recepción convencional es el siguiente:

1. Asegurarse que el receptor esté presurizado.
2. Abrir completamente la válvula de derivación.
3. Abrir completamente la válvula de aislamiento y cerrar parcialmente la válvula de línea principal.
4. Monitorear el señalizador del rascador para la llegada del mismo.
5. Cerrar la válvula de aislamiento y la válvula de derivación.
6. Abrir la válvula de drenaje y la válvula de venteo.
7. Comprobar el manómetro del receptor para asegurarse de que la trampa está despresurizada (1 psi).
8. Abrir el cierre de la trampa y retirar el rascador del receptor.
9. Limpiar el sello de cierre y otras superficies de sellado, lubricar si es necesario y cerrar y asegurar la puerta de la trampa (cierre).
10. Volver a colocar el receptor en la condición original.

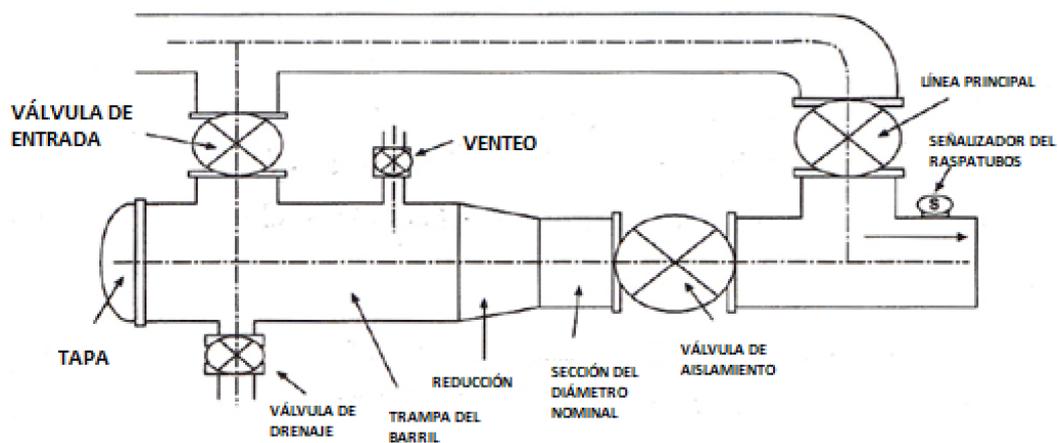


Figura 7. Lanzadera de raspadores

Fuente: Girard Industries.

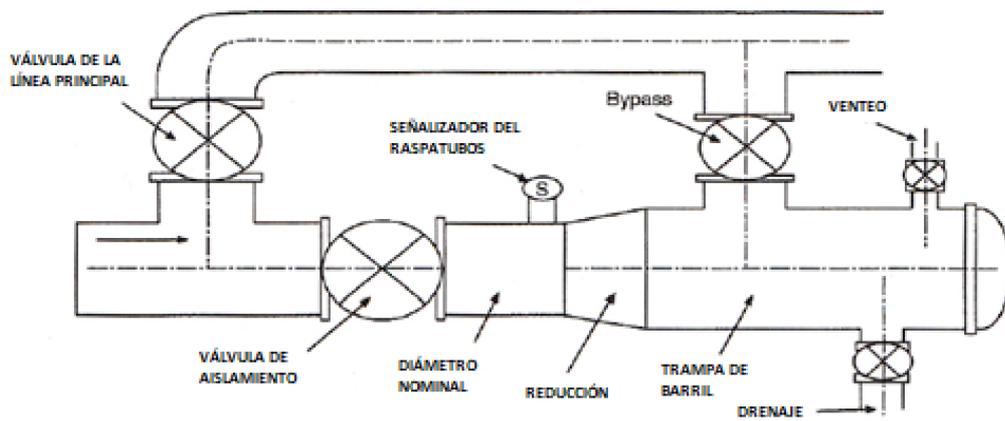


Figura 8. Receptora de raspatubos

Fuente: Girard Industries.

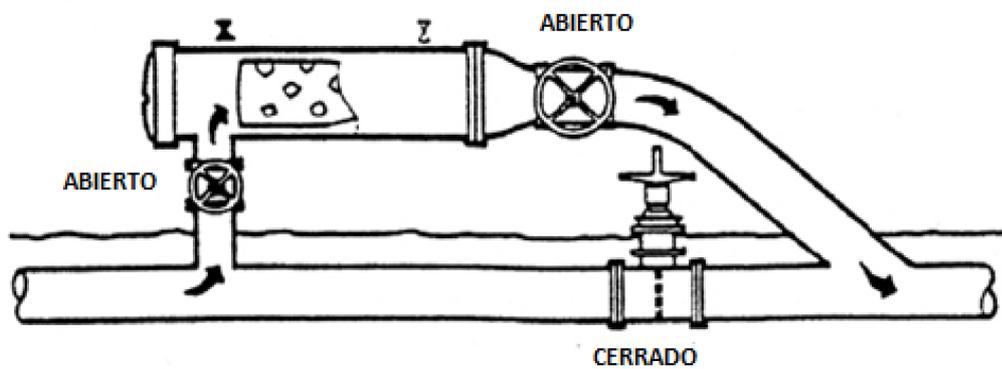


Figura 9. Lanzamiento convencional de raspatubos

Fuente: Girard Industries.

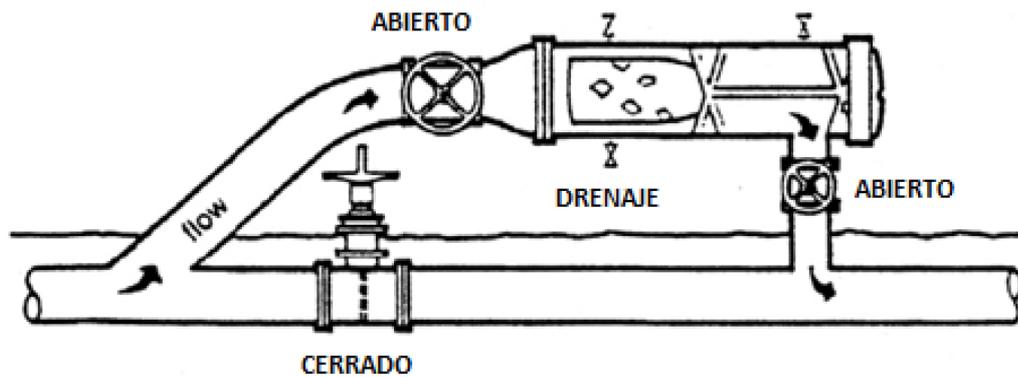


Figura 10. Método convencional de recepción de raspados

Fuente: Girard Industries.

4.3.3 Conformación del equipo de operación

Se establecen dos grupos de trabajo para la operación, estos son: grupo de lanzamiento y grupo de recepción (Estrella, 2003).

Grupo de Lanzamiento:

- Líder de proyecto (1)
- Operador de equipo de bombeo (1)
- Mecánicos (2)
- Técnicos de operaciones (4)
- Operador de montacargas (1)

Grupo de Recepción:

- Operador de raspadores (2)
- Técnicos de operaciones (2)
- Operador de Unidad de vacío (succión) (1)
- Operador de montacargas (1)

4.3.4 Análisis económico

A continuación, se realiza un análisis de una propuesta económica simulada para la limpieza del tramo del oleoducto.

4.3.4.1 Primera parte: datos de entrada

Tramo: A-B

Distancia: 13,2 km

Diámetro: 6 pulgadas OD

Tiempo de vida del ducto: +40 años

Reparaciones: si, en varios tramos, reemplazos de tuberías corroídas

Tipo de crudo: base parafínica

Protección interna o externa del ducto: mecánica en cruces de vías, tiene catódica con ánodo de sacrificio en cabecera y en la recepción del oleoducto.

Secciones enterradas: en zonas pobladas a 4 m de profundidad.

Altura máxima promedio: 6 msnm.

Producto que transporta: crudo de 34° API promedio

Tipos de válvulas de control: de compuerta de accionamiento manual y válvula check.

Tratamientos químicos antiparafínico o anti incrustante: ninguno durante el transporte de crudo.

Lugar de lanzamiento: Playa de tanques-CPF

Lugar de recepción: Playa de tanques-RLL

Codos: de 30° (tres)

Frecuencia de bombeo: 1 vez al mes.

Tipo de trampa de lanzamiento: convencional

Tipo de trampa de recepción: convencional

Presencia de vapores explosivos: si

Control de seguridad, salud y ambiente: si, en lanzadera y receptora.

Bombeo de impulso: CPF bombas del oleoducto.

Requisición de productos químicos: concentrador de óxidos, parafinas y arena, removedor de escala y antiparafínico.

Requisición del trabajo: remoción de costra y oxido adheridos al interior del ducto

Ubicación de fallas: no.

Trabajos de limpieza anteriores: si

4.3.4.2 Segunda parte: tratamiento recomendado

Herramienta recomendada: raspadores tipo cepillo de aleación bronce, separador tipo aleta, bache de limpieza (costra y parafinas) y bache de recolección de residuos. Conectores tipo madril.

Elementos accesorios y de medición: manómetros, medidores de flujo, GPS, sensores de diferencial de presión, sensor de temperatura. No se solicita escaneo interior del ducto.

Configuración: unidireccional.

4.3.4.3 Tercera parte: cálculo de capacidades, caudales y velocidades

Diámetro interno del ducto: 6,065 pulgadas

Tipo de tubería: API 5L acero al carbono

Velocidad de impulso de la herramienta: 0,5 m/s.

Caudal de bombeo nominal: 500 bbl/h = 0,14 bbl/s (con bomba del oleoducto)

Capacidad nominal de la línea: $\frac{\pi \times 6,065^2}{4 \times 144 \times 5,615 \times 0,3048} = 0,12 \text{ bbl/m}$

Capacidad nominal de la línea (total): $\frac{\pi \times 6,065^2}{4 \times 144 \times 5,615 \times 0,3048} \times 13200 = 1547,38$
barriles

Factor de expansión de la línea: 1,05 (estimado)

Capacidad real de la línea (estimada): $0,12 \times 1,05 = 0,126 \text{ bbl/m}$

Capacidad real total de la línea (estimada): $1547,38 \times 1,05 = 1624,75$ barriles

Volumen de químicos de tratamiento: 120 barriles

Longitud de armado de herramienta: 8 metros

Volumen equivalente de herramienta: $\frac{\pi \times 6,065^2}{4 \times 144 \times 5,615 \times 0,3048} \times 8 = 0,94$ barriles

Tiempo estimado del barrido real de línea: $\frac{1624,75}{500} = 3.249 \text{ h} = 3 \text{ horas } 14 \text{ min.}$

4.3.5 Cuarta parte: evaluación del tratamiento de limpieza

Se procede a evaluar la eficiencia del tratamiento de limpieza:

Ejemplo Técnico:

Volumen de petróleo a bombear: 36.708 barriles

Tiempo nominal de bombeo antes del tratamiento: $\frac{36708}{500} = 73,42$ horas

Caudal de bombeo antes del tratamiento: 380 bbl/h

Tiempo de bombeo antes del tratamiento: $\frac{36708}{380} = 96,6$ horas

Caudal de bombeo post-tratamiento: 508,5 bbl/h

Tiempo de bombeo post-tratamiento: $\frac{36708}{508,5} = 72,19$ horas

Eficiencia basada en el tiempo:

- Respecto al caudal restringido: $\frac{72,19-96,6}{96,6} \times 100\% = -25,27\%$
- Respecto al caudal promedio: $\frac{72,19-73,42}{73,42} \times 100\% = -1,67\%$

Esto quiere decir que: a) el tiempo de bombeo se ha reducido un 25% promedio respecto al caudal restringido y b) respecto al tiempo de bombeo promedio se ha reducido un 1,7%.

Respecto al caudal de bombeo, el límite operacional es 500 bbl/h considerando los años de servicio del oleoducto y la presión máxima que puede soportar de bombeo, por lo que este valor es el máximo permisible.

Potencia de bombeo utilizada: 246 kW

Energía utilizada antes del tratamiento por año: 285.163,20 kW-h

Energía utilizada después del tratamiento por año: 216.724,03 kW-h

Ahorro energético anual: 68.439,17 kW-h

Costo promedio de la energía sector industrial alta demanda: USD 0,09/kW-h

Ahorro en USD por consumo de energía anual: USD 6.159,53

Bombeo adicional estimado: 5 bbl/día

Ingreso adicional estimado (fijo anual a partir del segundo año): $\$14,99 \times 5 \times 365 = \$ 27.356,75$

4.3.5.1 Quinta parte: calculo económico del tratamiento de limpieza

Costos Fijos:

Costo de alquiler de la herramienta: USD 15.000,00

Costo de consumibles: USD 3583,40

Costo del tratamiento químico: USD 5350,28

Costo de alquiler del equipo de carga: USD 350,00

Costo de alquiler equipo de bombeo (succión) y preparación: USD 350,00

Costo del personal: USD 18.640,00

Costos fijos totales: USD 43.273,68

Costos variables:

Costo de personal: USD 4,00 por hora por personal

Costo de equipo de carga: USD 40,00 por hora

Costo de equipo de bombeo (succión): USD 60,00 por hora

Horas estimadas de espera: 2

CVT personal: $USD 4 \times 15 \times 2 = USD 120,00$

CVT equipo de carga: $USD 40 \times 2 = USD 80,00$

CVT equipo de succión: $USD 60 \times 2 = USD 120,00$

CVT estimado: USD 320,00

CFT (estimado): $USD 43.273,68 + USD 320,00 = USD 43.593,68$

Función de costo del tratamiento de limpieza:

Se utiliza la siguiente fórmula para determinar la función de costo de tratamiento de limpieza en el oleoducto:

$$CT = CFT + CVU * X \quad (2)$$

$$CT = 43.273,68 + 104 * X$$

Donde:

CT: costos totales en USD

CFT: costos fijos totales en USD

X: horas de espera

CVU: costos variables unitarios en USD/hora

CVT: costos variables totales en USD

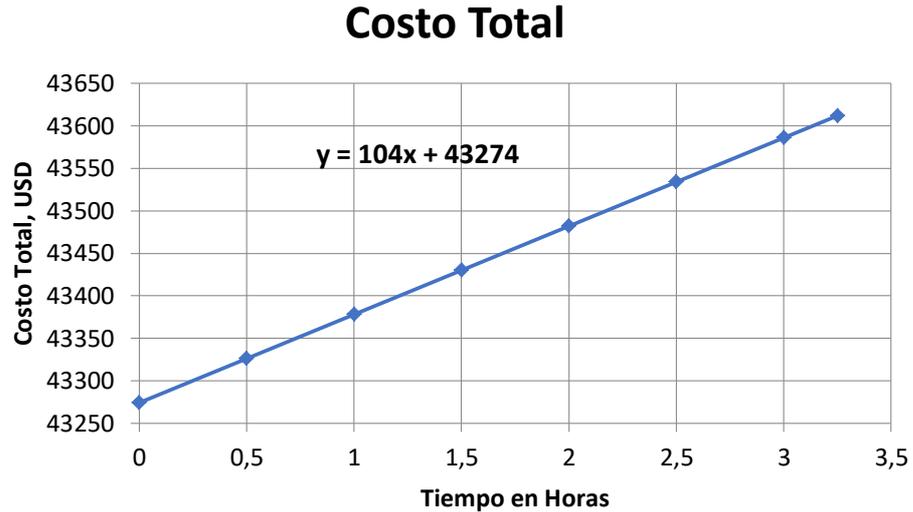


Figura 11. Costo total del tratamiento de limpieza

Elaborado por: Autor

Cálculo de la TIR:

Inversión inicial: USD 30.000,00 (adecuación de lanzadera y trampa)

Año de inicio de limpieza: 2

Periodos de limpieza: cada dos años.

Tasa de inversión: 25% (corporativa)

La ecuación para el cálculo de la TIR es la siguiente:

$$VAN = -I + \frac{FC1}{(1 + TIR)^1} + \frac{FC2}{(1 + TIR)^2} + \dots \quad (3)$$

El cálculo del Valor Actual Neto (VAN) es el siguiente:

$$VAN = I + \frac{FC1}{(1 + TIC)^1} + \frac{FC2}{(1 + TIC)^2} + \dots \quad (4)$$

Donde:

VAN: valor actual neto

I: inversión en el año cero

FC: flujo de caja del año correspondiente

TIR: tasa interna de retorno (cuando el VAN=0)

TIC: tasa de inversión corporativa

Escenario 1: Único tratamiento (en caso de que las reservas del campo se hayan depletado completamente al tercer año de extensión del contrato de explotación).

$$0 = -30.000,00 + \frac{6159,53 - 43.593,68 + 54.713,50}{(1 + TIR)^2} + \frac{6159,53 + 27.356,75}{(1 + TIR)^3}$$

TIR: 41,71% > que la tasa corporativa.

$$VAN = -30.000,00 + \frac{6159,53 - 43.593,68 + 54.713,50}{(1 + 0,25)^2} + \frac{6159,53 + 27.356,75}{(1 + 0,25)^3}$$

VAN = 12.225,80 USD (ganancia)

Escenario 2: 10mo año de culminación del contrato del bloque y considerando que todo el crudo se haya producido a esa fecha.

$$0 = -30.000,00 + \frac{6159,53 - 43.593,68 + 27.356,75}{(1 + TIR)^2} + \frac{6159,53 + 27.356,75}{(1 + TIR)^3} + \frac{6159,53 - 43.593,68 + 27.356,75}{(1 + TIR)^4} + \frac{6159,53 + 27.356,75}{(1 + TIR)^5} + \frac{6159,53 - 43.593,68 + 27.356,75}{(1 + TIR)^6} + \frac{6159,53 + 27.356,75}{(1 + TIR)^7} + \frac{6159,53 - 43.593,68 + 27.356,75}{(1 + TIR)^8} + \frac{6159,53 + 27.356,75}{(1 + TIR)^9}$$

TIR = 66,30% > la tasa corporativa

$$VAN = -30.000,00 + \frac{6159,53 - 43.593,68 + 54.713,50}{(1 + 0,25)^2} + \frac{6159,53 + 27.356,75}{(1 + 0,25)^3} + \frac{6159,53 - 43.593,68 + 54.713,50}{(1 + 0,25)^4} + \frac{6159,53 + 27.356,75}{(1 + 0,25)^5} + \frac{6159,53 - 43.593,68 + 54.713,50}{(1 + 0,25)^6} + \frac{6159,53 + 27.356,75}{(1 + 0,25)^7} + \frac{6159,53 - 43.593,68 + 54.713,50}{(1 + 0,25)^8} + \frac{6159,53 + 27.356,75}{(1 + 0,25)^9}$$

VAN= 67.615,18 USD (ganancia)

La segunda opción representa una alternativa válida para el proyecto de limpieza del ducto, considerando inflación cero.

Escenario 3: se toma en cuenta la inflación

Tasa de inflación anual, g : 1% (constante a lo largo del periodo de estudio)

$$0 = -I + \frac{FC1}{(1 + TIR)^1 (1 + g)^1} + \frac{FC2}{(1 + TIR)^2 (1 + g)^2} + \dots \quad (4)$$

$$\begin{aligned} 0 = & -30.000,00 + \frac{6159,53 - 43.593,68 + 27.356,75}{(1 + TIR)^2} \\ & + \frac{6159,53 + 27.356,75}{(1 + TIR)^3(1 + 0,01)} + \frac{6159,53 - 43.593,68 + 27.356,75}{(1 + TIR)^4(1 + 0,01)^2} \\ & + \frac{6159,53 + 27.356,75}{(1 + TIR)^5(1 + 0,01)^3} + \frac{6159,53 - 43.593,68 + 27.356,75}{(1 + TIR)^6(1 + 0,01)^4} \\ & + \frac{6159,53 + 27.356,75}{(1 + TIR)^7(1 + 0,01)^5} + \frac{6159,53 - 43.593,68 + 27.356,75}{(1 + TIR)^8(1 + 0,01)^6} \\ & + \frac{6159,53 + 27.356,75}{(1 + TIR)^9(1 + 0,01)^7} \end{aligned}$$

TIR: 65,55% > mayor que la tasa corporativa.

$$\begin{aligned} VAN = & 30.000,00 + \frac{6159,53 - 43.593,68 + 27.356,75}{(1 + 0,25)^2} \\ & + \frac{6159,53 + 27.356,75}{(1 + 0,25)^3(1 + 0,01)} + \frac{6159,53 - 43.593,68 + 27.356,75}{(1 + 0,25)^4(1 + 0,01)^2} \\ & + \frac{6159,53 + 27.356,75}{(1 + 0,25)^5(1 + 0,01)^3} + \frac{6159,53 - 43.593,68 + 27.356,75}{(1 + 0,25)^6(1 + 0,01)^4} \\ & + \frac{6159,53 + 27.356,75}{(1 + 0,25)^7(1 + 0,01)^5} + \frac{6159,53 - 43.593,68 + 27.356,75}{(1 + 0,25)^8(1 + 0,01)^6} \\ & + \frac{6159,53 + 27.356,75}{(1 + 0,25)^9(1 + 0,01)^7} \end{aligned}$$

VAN = 65.066,50 USD

En los escenarios 1, 2 y 3 la tasa de retorno del proyecto es mayor que la tasa corporativa, por lo tanto, bajo este esquema el proyecto es rentable financieramente.

El menor VAN se obtiene en el tercer escenario, donde se consideran los efectos de la inflación.

CONCLUSIONES

En base a los resultados obtenidos en esta investigación se puede concluir que:

1. En la literatura se reporta el uso frecuente de tratamientos químicos, limpieza mecánica y dilución de crudos. Estos métodos se los puede utilizar solos o en combinación. Dependen fundamentalmente de la base composicional fisicoquímica del crudo y las condiciones operacionales de bombeo.
2. Si el flujo del crudo es laminar la frecuencia de limpieza mecánica es mucho mayor y por tanto los costos de mantenimiento se incrementarán sustancialmente.
3. Existen métodos en fase experimental y en desarrollo, por lo que aún no se los ha utilizado en el campo extensivamente por los altos costos de investigación y desarrollo. En nuestro país no hay congresos nacionales sobre este tipo de temas en específico.
4. Por costos, la empresa prefiere el uso de raspadores y químicos para dilución y remoción de incrustaciones de origen orgánico e inorgánico con una determinada frecuencia en sus planes de mantenimiento programado. Sin embargo, se está estudiando el uso de otros químicos para disminuir la frecuencia de envío de rascadores en el oleoducto e incrementar o mantener la eficiencia del bombeo.
5. La empresa no tiene el modelo de depositación del crudo que le permita desarrollar los planes de control predictivo de depósitos de asfaltenos y/o parafinas, con lo cual podría alargar la vida útil del oleoducto.
6. El personal no se ha actualizado con los métodos modernos de prevención y limpieza de precipitados orgánicos en oleoductos y facilidades de superficie. La rentabilidad del bloque ha disminuido por tanto se han tenido que hacer recortes presupuestarios en diferentes áreas.

7. La eficiencia de bombeo con respecto al tiempo se incrementa de forma significativa en un 25% respecto a las condiciones de restricción por problemas de depositación, por lo que este tipo de tratamiento de limpieza representa una alternativa válida al momento de seleccionar las alternativas para mejorar la eficiencia de flujo del oleoducto. Adicionalmente, en la evaluación económica, se tiene que la tasa de retorno del proyecto es mayor a la tasa corporativa, considerando incluso los efectos de incrementos en costos de tratamiento y de la inflación.
8. En un evento simulado, de una inflación del 1%, se tiene que el valor actual neto es de USD 65.066,50 lo cual representa un ingreso significativo para el campo, en el periodo de extensión del contrato de explotación. La tasa interna de retorno para este caso es de 65,55%, la cual es mayor que la tasa corporativa de proyectos que es del 25%.

RECOMENDACIONES

A partir de los resultados obtenidos, se puede recomendar lo siguiente:

1. Implementar un ciclo de conferencias técnicas con empresas del sector petrolero, para la transferencia de conocimientos con el alumnado de la carrera y de otras relacionadas con la industria sobre los temas de transporte de crudos en oleoductos y los problemas asociados a este.
2. Investigar los modelos fisicoquímicos y matemáticos de precipitación de compuestos orgánicos en crudos livianos y pesados del país.
3. Mejorar los laboratorios de la carrera, en especial para la caracterización de crudos.
4. Aplicar modelos a escala para la determinación de la eficiencia del uso químicos para reducción de precipitados en oleoductos de la costa ecuatoriana.
5. Desarrollar el modelo de depositación y precipitación de compuestos orgánicos a partir de muestras o de modelos matemáticos presentes en la literatura científica para los campos petroleros de la costa ecuatoriana.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abdel-Moghny, T. (2004). Rheological Behavior of Wax Deposited Through pipeline transportation. *Material Science Research India*, 2(1), 1-12. Retrieved Septiembre 15, 2019, from <http://www.materialsciencejournal.org/vol2no1/rheological-behavior-of-wax-deposited-through-pipeline-transportation/>
- Activa Conocimiento. (2019). *Matriz de Probabilidad-Impacto*. Obtenido de <http://activaconocimiento.es/matriz-probabilidad-impacto/>
- Ajienka, J. (1994). Criteria for the design of waxy crude oil pipelines: maximum pump (horsepower) pressure requirement. *SPE-ARCO*, 121-126.
- Ali, L. H.-G. (1981). Investigations into asphaltenes in heavy crude oils. I. Effects of temperature on precipitation by alkane solvents. *Fuel*, 60(11), 1043-1046. Retrieved Septiembre 04, 2019, from <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0016236181900478>
- Alyaari, M. (2011). Paraffin wax deposition: mitigation and removal techniques. *SPE Saudi Arabia section Young Professionals Technical Symposium*, (pp. 1-10). Dhahran, Saudi Arabia. doi:<http://dx.doi.org/10.2118/155412-MS>
- ARCH. (2019). *Producción Diaria Fiscalizada*. Quito: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero. Obtenido de <https://www.controlhidrocarburos.gob.ec/wp-content/uploads/2019/09/PRODUCCIO%cc%81N-DIARIA-DE-PETRO%cc%81LEO-Y-GAS-NATURAL-NETO-DE-CAMPO-A-NIVEL-NACIONAL-PRELIMINAR-DEL-30-09-2019.pdf>
- Ariza, E. (Enero-Junio de 2011). De la caracterización de crudos que es la clave para diagnosticar la precipitación de parafinas. *Revista Fuentes: El Reventón Energético*, 9(1), 33-39. Recuperado el 25 de Septiembre de 2019, de <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/2419>
- Azuaje, R. (2017). *Identificación, predicción y evaluación de la precipitación de asfaltenos en las tuberías de transporte de crudos pesados*. Caracas, Venezuela: Universidad Central de Venezuela. Recuperado el 25 de Septiembre de 2019, de <http://hdl.handle.net/123456789/18048>
- Blasetti, A. (s.f.). Limpieza de Cañerías en la Industrial del Petróleo. (Oil Production). Comodoro Rivadavia, Chubut, Argentina. Recuperado el 25 de Septiembre de 2019, de http://www.oilproduction.net/files/Limpieza_Canerias_Industria_Petroleo.pdf
- Borges, O. (Abril de 2013). Los Asfaltenos y sus efectos en la producción de petróleo. *PVT*. (P. d. Petróleo, Recopilador) Recuperado el 22 de Septiembre de 2019, de <http://www.portaldelpetroleo.com/2013/04/los-asfaltenos-y-sus-efectos-en-la.html>
- Bouzas, I. (2011). *Determinación de la Precipitación de Parafinas de Crudo de Petróleo Mediante Precipitación Fraccionada por Transformada de Fourier*. España: Universidad Rey Juan Carlos. Retrieved Septiembre 18, 2019, from <https://docplayer.es/89300267-Universidad-rey-juan-carlos.html>
- Carvajal, E. (2012). *Análisis y caracterización de los residuos de limpieza con pigs del oleoducto CPF Villano – Baeza de la empresa Agip Oil Ecuador período 2011*. Quito, Pichincha, Ecuador: Universidad Tecnológica Equinoccial. Recuperado el 24 de Septiembre de 2019, de http://repositorio.ute.edu.ec/bitstream/123456789/6060/1/50405_1.pdf
- Chirita, M. (2011). *Influencia de variables en la precipitación de asfaltenos de crudos de petróleo*. Madrid, España: Universidad Rey Juan Carlos Escuela Superior de

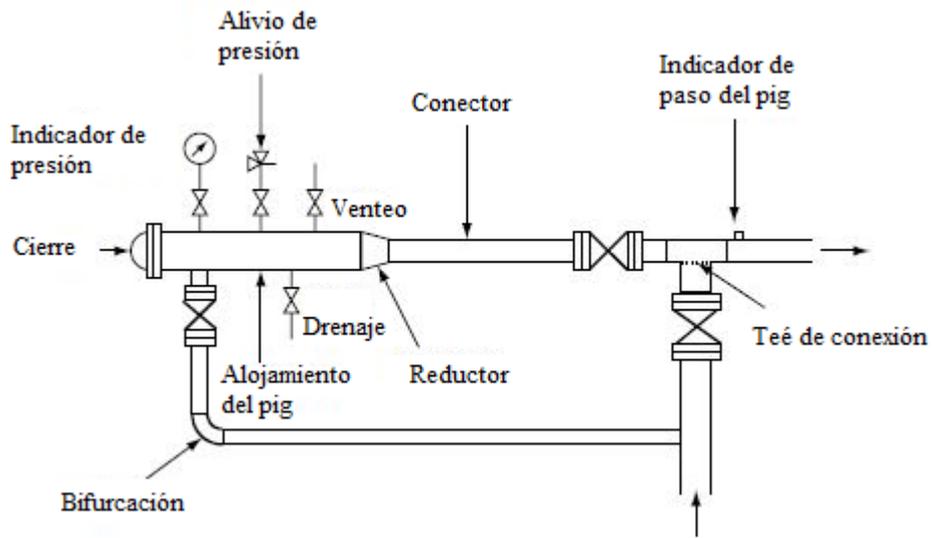
- Ciencias Experimentales y Tecnología. Recuperado el 22 de Septiembre de 2019, de https://ciencia.urjc.es/bitstream/handle/10115/11726/10-11_Chirita_MarinaAlexandra.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Chow, S. (1998). El Origen y Composición del Petróleo. En *Petroquímica y Sociedad*. México, México: FONDO DE CULTURA ECONÓMICA S.A. de C.V. Recuperado el 20 de Septiembre de 2019, de Petroquímica y Sociedad: http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen1/ciencia2/39/html/sec_8.html
- Cimino, R., Corraera, S., Del Bianco, A., & Lockhart, T. P. (1995). Solubility and phase behavior of asphaltenes in hydrocarbon media. In S. E.Y., & M. O.C. (Eds.), *Asphaltenes, Fundamentals and Applications* (pp. 97-130). Boston: Springer Science+Business Media New York. doi:https://doi.org/10.1007/978-1-4757-9293-5_3
- Cortés, C. F. (2017). *Técnicas para Mejorar el Transporte de Crudos Pesados por Oleoductos*. Quito, Pichincha, Ecuador: Universidad Politécnica Nacional del Ecuador. Obtenido de <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/18837/1/CD-8227.pdf>
- Dubs de Moya, R. (Diciembre de 2002). El Proyecto Factible: una modalidad de investigación. *Sapiens. Revista Universitaria de Investigación*, 3(2), 1-18. Recuperado el 20 de Agosto de 2019, de <https://www.redalyc.org/pdf/410/41030203.pdf>
- ECOPETROL. (2019). *El Petróleo y su Mundo*. Obtenido de www.ecopetrol.com.co: <https://www.ecopetrol.com.co/documentos/el-petroleo-y-su-mundo.pdf>
- Espinel, J. (2017). *Plan de Contingencia para Derrames de Hidrocarburos Transportados por Líneas de Flujo en el Campo Gustavo Galindo*. Guayaquil, Guayas, Ecuador: ESPOL. Recuperado el 29 de Septiembre de 2019, de <http://www.fict.espol.edu.ec/sites/fict.espol.edu.ec/files/ESPINEL.pdf>
- Estrella, P. (2003). *Limpieza Interna de Líneas Submarinas en el Terminal Petrolero Esmeraldas*. Guayaquil, Guayas, Ecuador: ESPOL. Recuperado el 15 de 11 de 2019, de <http://www.dspace.espol.edu.ec/xmlui/handle/123456789/35076>
- Falabella, D. (Noviembre de 2006). Mejora de la Eficiencia Mediante Limpieza Química. Argentina. Recuperado el 25 de Septiembre de 2019, de http://www.iapg.org.ar/sectores/eventos/eventos/eventos_iapg/2006/JornadaIntegridadNov2006/limpiezaModificado.pdf
- González, D., Hirasaki, G., Creek, J., & Chapman, W. (2007, Mayo 02). Modeling of asphaltene precipitation due to changes in composition using the perturbed chain statistical associating fluid theory equation of state. *Energy Fuels*, 21(3), 1231-1242. Retrieved Septiembre 16, 2019, from <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/ef060453a>
- Grosso, J. (2006). Experiencias en el transporte y manejo de crudos parafínicos a escala de laboratorio, planta piloto y experiencias. *Primer Simposio Campo Escuela Colorado*. Bucaramanga, Santander, Colombia: Universidad Industrial de Santander. Recuperado el 25 de Septiembre de 2019, de <https://www.uis.edu.co/webUIS/es/academia/facultades/fisicoQuimicas/campoEscuela/documentos/primerSimposio/experienciaCrudos.pdf>
- Gualavisi, D. J. (2012). *Diseño del Sistema de Control y Nuevo Proceso de Recepción, Deshidratación de Crudo en la Estación Casa Bomba-Ancón de la Empresa PACIFPETROL S.A.* Quito, Pichincha, Ecuador: UTE. Recuperado el 28 de Septiembre de 2019, de <http://repositorio.ute.edu.ec/xmlui/handle/123456789/5734>
- Gupta, A. (2017). *Integrated studies on crude characterization wax deposition and modeling to improve flow assurance for some Indian oil fields*. Gujarat, India: Pandit Deendayal Petroleum University-School of Petroleum Technology.

- Retrieved Septiembre 14, 2019, from <https://shodhganga.inflibnet.ac.in/handle/10603/194041>
- Gupta, A., & Sircar, A. (2015, Febrero). Need of Flow Assurance for Crude Oil Pipelines: A Review. *International Journal of Multidisciplinary Sciences and Engineering*, 6(2), 43-49. Retrieved Septiembre 23, 2019, from https://www.researchgate.net/publication/307583458_Need_of_Flow_Assurance_for_Crude_Oil_Pipelines_A_Review
- Hammami, A., & Ratulowski, J. (2007). Precipitation and deposition of asphaltenes in production systems: a flow assurance overview. *Asphaltenes, Heavy Oils, and Petroleomics*, 617-660. Retrieved Septiembre 12, 2019, from https://link.springer.com/chapter/10.1007/0-387-68903-6_23
- Hansen, M. E., & Dursteler, E. (2017). *Pipelines, Rails, and Trucks: Economic, environmental, and safety impacts of transporting oil and gas in the U.S.* Strata. Strata. Retrieved Septiembre 24, 2019, from <https://www.strata.org/pdf/2017/pipelines.pdf>
- Hirschberg A, D. L. (1984). Influence of temperature and pressure on asphaltene flocculation. *Society of Petroleum Engineers*, 283-293. Retrieved Septiembre 05, 2019, from <https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-11202-PA>
- Jamialahmadi, M., Soltani, B., Müller-Steinhagen, H., & Rashtchian, D. (2009, Septiembre). Measurement and prediction of the rate of deposition of flocculated asphaltene particles from oil. *Int. J. Heat Mass Transf.*, 52(19-20), 4624-4634. Retrieved Septiembre 14, 2019, from <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0017931009001410>
- Jennings, D. W., & Breitigam, J. (2010). Paraffin Inhibitor Formulations for Different Application Environments: From Heated Injection in the Desert to Extreme Cold Arctic Temperatures. *10th International Conference on Petroleum Phase Behavior and Fouling* (pp. 2337–2349). Energy Fuels, American Chemical Society. Retrieved Septiembre 26, 2019, from <https://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/ef900972u?src=recsys&journalCode=enfuel>
- Luo, P., & Gu, Y. (2005). Effects of asphaltene content and solvent concentration on heavy oil viscosity. *SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium*. Society of Petroleum Engineers. Retrieved Septiembre 12, 2019, from <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-97778-MS>
- Luo, P., & Gu, Y. (2009). Characterization of a heavy oil–propane system in the presence or absence of asphaltene precipitation. *Fluid Phase Equilib.*(277), 1-8. Retrieved Septiembre 12, 2019, from <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378381208003816>
- Luo, P., Wang, X., & Gu, Y. (2010). Characterization of asphaltenes precipitated with three light alkanes under different experimental conditions. *Fluid Phase Equilib.*(291), 103-110. Retrieved Septiembre 12, 2019, from <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378381209005226>
- Luo, P., Yang, C., & Gu, Y. (2007). Enhanced solvent dissolution into in-situ upgraded heavy oil under different pressures. *Fluid Phase Equilib.*(252), 143-151. Retrieved Septiembre 12, 2019, from <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378381207000271>
- Mahto, V., & Kumar, A. (2013, Octubre). Effect of several parameters on wax deposition in the flow line due to Indian waxy crude oil. *International Journal of Applied Engineering Research and Development (IJAERD)*, 3(4), 1-10. Retrieved Septiembre 16, 2019, from <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.736.4303&rep=rep1&type=pdf>

- Mansoori, G. A. (2010). Remediation of Asphaltene and other Heavy Organic Deposits in Oil Wells and in Pipelines. *Socar Proceedings*, 12-23. Retrieved from https://trl.lab.uic.edu/1.OnlineMaterials/10.Remediation_of_Aspphaltene.SOCAR_JOURNAL.pdf
- Martínez, N., Hueso, A., Parodi, M., & Persello, R. (2012). Aspectos Químicos y Operativos de la Producción de Petróleos con Parafinas. Buenos Aires, Argentina: Instituto Tecnológico de Buenos Aires. Recuperado el 20 de Agosto de 2019, de <https://ri.itba.edu.ar/bitstream/handle/123456789/674/5TFI%20-%20Persello%20y%20otros.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Misra, S., S., B., & Singh, K. (1995). *Paraffin Problems in Crude Oil Production And Transportation: A Review*. doi:10.2118/28181-pa
- Mullins, O., Sabbah, H., Eyssautier, J., Pomerantz, A., Barré, L., Andrews, A., . . . Zare, R. (2012, Abril 12). Advances in Asphaltene Science and the Yen–Mullins Model. *Energy Fuels*, 3986-4003. Retrieved Septiembre 12, 2019, from <https://pubs.acs.org/doi/full/10.1021/ef300185p>
- National Research Council. (1985). Chemical Composition of Petroleum Hydrocarbons Sources. In *Oil in the Sea: Inputs, Fates, and Effects* (pp. 17-23). Washington, Estados Unidos: The National Academies Press. doi:<https://doi.org/10.17226/314>
- Padilla, D., & Watt, K. (2015). Precipitación de asfaltenos: Técnicas de predicción y control. Colombia: Universidad de San Buenaventura. Recuperado el 18 de Septiembre de 2019, de http://bibliotecadigital.usb.edu.co:8080/bitstream/10819/2612/1/Precipitaci%C3%B3n%20de%20asfaltenos_Dina%20Padilla_USBCTG_2015.pdf
- Peralta, A., Blanco, J., Reina, J., & Mantilla, L. (Julio-Diciembre de 2017). Transporte de crudo pesado por Oleoducto usando el método de Dilución: un enfoque práctico para modelar la caída de presión y la precipitación de asfaltenos. *Fuentes El Reventón Energético*, 15(2), 7-17. Recuperado el 18 de Septiembre de 2019, de <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/7674/8701>
- Rahimi, P. M., & Gentzis, T. (2007). The Chemistry of Bitumen and Heavy Oil Processing. In H. C.S., & R. P.R. (Eds.), *Practical Advances in Petroleum Processing*. Estados Unidos: Springer Science+Business Media. doi:10.1007/978-0-387-25789-1_19
- Rodriguez, L., & Castañeda, M. (Enero-Diciembre de 2001). Estudio de los Fenómenos de Cristalización de Parafinas en el Comportamiento Fluidodinámico de Crudos Parafínicos-Fase 1. *Ciencia, Tecnología y Futuro*, 65-79. Recuperado el 26 de Septiembre de 2019, de <http://www.scielo.org.co/pdf/ctyf/v2n2/v2n2a06.pdf>
- Salimi, F. (2017, Julio). Experimental Study of Asphaltene Deposition: Short Review. *Recent Adv. Petrochem Sci.*, 2(4). Retrieved Septiembre 29, 2019, from Salimi, F. (20 de Julio de 2017). Experimental Study of Asphaltene Deposition: Short Review. Recent Adv Phttps://juniperpublishers.com/rapsci/pdf/RAPSCI.MS.ID.555592.pdf
- Sánchez, J. (2003). *Purificación de Parafinas de Petróleo por Hidrogenación Catalítica*. Madrid, España: Universidad Complutense de Madrid. Recuperado el 12 de Agosto de 2019, de <http://eprints.ucm.es/4423/1/T26589.pdf>
- SCHLUMBERGER. (2019). Oilfield Glossary. Estados Unidos. Recuperado el 15 de Agosto de 2019, de <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/p/paraffin.aspx>
- Shadman, M. M., Dehaghani, A. H., & Badizad, M. H. (2017, Septiembre). How much do you know about the methods for determining onset of asphaltene precipitation? (KeAi, Ed.) *Petroleum*, 3(3), 287-291. doi:<https://doi.org/10.1016/j.petlm.2016.08.011>. *Petroleum*, 3(3), 287-291. doi:10.1016/j.petlm.2016.08.011
- Sheu, E. (2002). Petroleum asphaltene properties, characterization, and issues. *Energy Fuel*(16), 74-82. doi:10.1021/ef010160b

- Sotomayor, J. C. (2008). *Las Fases Sólidas Orgánicas en la Explotación de Petróleo y Gas - Una Contribución al Análisis de sus Causas*. Argentina: GPA Estudios y Servicios Petroleros SRL .
- Thota, S., & Onyeonuna, C. (2016, Octubre-Diciembre). Mitigation of Wax in Oil Pipelines. *International Journal of Engineering Research and Reviews*, 4(4), 39-47. Retrieved from www.researchpublish.com
- Torres, K., & Zuluaga, T. (2009). *Biorremediación de suelos contaminados de hidrocarburos*. Medellín, Antioquia, Colombia: Universidad Nacional de Colombia sede Medellín. Recuperado el 20 de Agosto de 2019, de http://www.bdigital.unal.edu.co/815/1/32242005_2009.pdf
- Trávez, P. (2014). *Estudio de un Proceso de Automatización en el Sistema Contra Incendios (SCI) de la Estación de Bombeo Baeza No. 4 SOTE (EP-PETROECUADOR)*. Quito, Pichincha, Ecuador: Universidad Tecnológica Equinoccial. Recuperado el 20 de Septiembre de 2019, de http://repositorio.ute.edu.ec/bitstream/123456789/6104/1/55462_1.pdf
- U.S. Energy Information Administration. (2018, Diciembre). What is the difference between crude oil, petroleum products, and petroleum? Washington, Estados Unidos. Retrieved from <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=40&t=6>
- Uguña, G. (2000). *Incremento de la producción de petróleo por medio de la reparación de pozos por levantamiento de intermitente de gas lift en el Campo Gustavo Galindo V*. Guayaquil, Guayas, Ecuador: ESPOL. Recuperado el 29 de Septiembre de 2019, de <http://www.dspace.espol.edu.ec/xmlui/bitstream/handle/123456789/3313/5835.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Vázquez, B. (2009). Variación en las propiedades físicas e hidráulicas de un suelo restaurado a través de un proceso de lavado con surfactantes. Puebla, México: Universidad de las Américas Puebla. Recuperado el 12 de Septiembre de 2019, de http://catarina.udlap.mx/u_dl_a/tales/documentos/lic/vazquez_b_b/capitulo4.pdf
- Velasteguí, L., & Veloz, C. (2007). *Elaboración del Plan de Contingencias para las Operaciones Hidrocarburíferas Desarrolladas en el Campo Gustavo Galindo Velasco*. Quito, Pichincha, Ecuador: EPN. Recuperado el 29 de Septiembre de 2019, de <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/133/1/CD-0539.pdf>
- Wylde, J. J. (2011, Agosto). Chemically Assisted Pipeline Cleaning For Pigging Operations. *Pipeline Oil & Gas Journal*, 238(8).
- Zaman, M., Bjorndalen, N., & Robiul Islam, M. (2004, Diciembre 03). Detection of Precipitation in Pipelines. *Petroleum Science and Technology*, 22(9-10), 1119-1141. doi:10.1081/LFT-200034063

ANEXO A



Anexo A 1. Diagrama de lanzamiento del pig en la línea

Fuente: Cía. Operadora



Anexo A 2. Pig magnético

Fuente: <https://www.eurekaefektif.com/eureka-products/pipelinecleaningpigs/>



Anexo A 3. Pig de copas

Fuente: <https://www.propipe.co.uk/propipe/product/cup-pigs>



Anexo A 4. Pig articulado para curvaturas

Fuente: <https://www.eurekaefektif.com/eureka-products/pipelinecleaningpigs/>



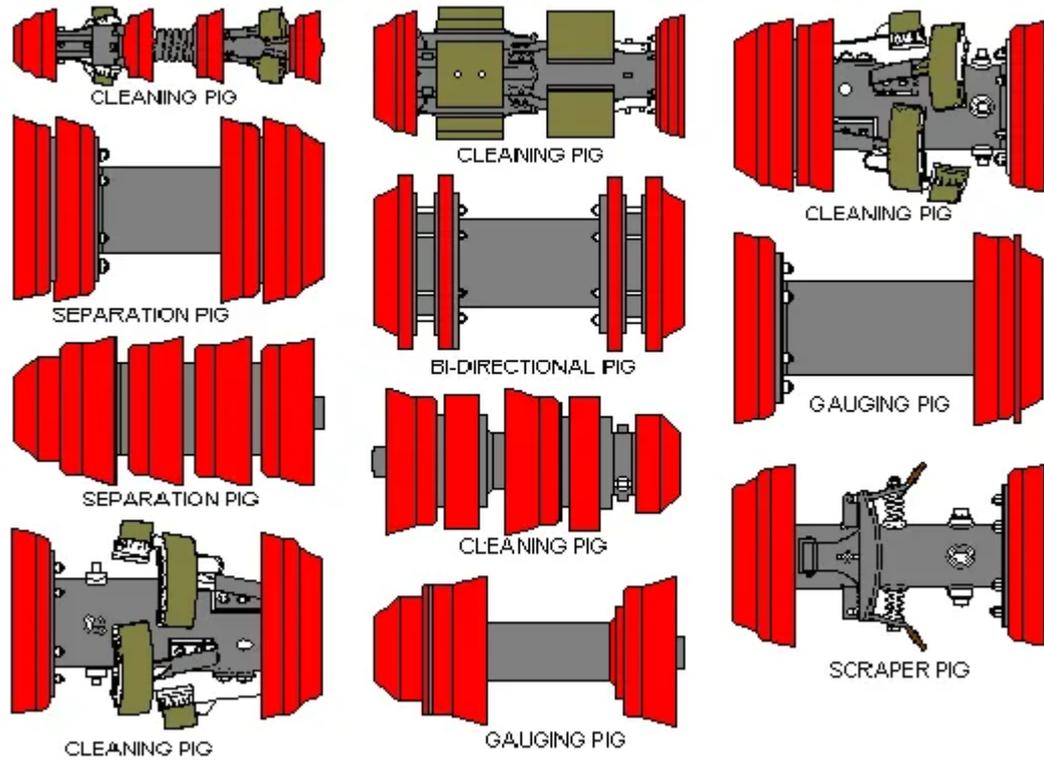
Anexo A 5. Pig de bacheo, limpieza y calibración interna

Fuente: <http://www.tdwilliamson.com/solutions/pipeline-pigging/pipeline-pigs/batching-pigs>



Anexo A 6. Pig multipropósito

Fuente: <http://www.tdwilliamson.com/solutions/pipeline-pigging/pipeline-pigs/batching-pigs/xPig>



Anexo A 7. Varios tipos de pigs

Fuente: <https://iainoilandgas.com/pigging-types-function-and-operation/>